EXAMEN FINANCIER

DE LA

COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

AU 27 OCTOBRE 1987

Coopers
&Lybrand

TABLE DES MATIÈRES

EXAMEN FINANCIER DE LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

		Page
I.	RÉSUMÉ	1
	A. QUESTIONS CONCERNANT LA POLITIQUE	2
	B. SECTEURS DE RISQUE FINANCIER	5
II.	INTRODUCTION	9
III.	ÉNERGIE N.-B. - GÉNÉRALITÉS	14
	A. BUTS ET OBJECTIFS DÉCLARÉS	14
	B. CAPACITÉ DE PRODUCTION NÉCESSAIRE	15
	C. CRITÈRES FINANCIERS	16
	D. PHILOSOPHIE DE LA DIRECTION EN MATIÈRE D'AFFAIRES	18
	E. RÔLES ET RESPONSABILITÉS	18
IV.	PRINCIPAUX ÉLÉMENTS DES AFFAIRES	20
	A. PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ	20
	B. TRANSPORT ET DISTRIBUTION	26
	C. INTERCONNEXIONS	28
	D. CONSTRUCTIONS	29
	E. N.B. COAL	30
	F. FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ À L'ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD	32
	G. CONCLUSION	33

		Page
V.	RÉSULTATS	35
	A. TARIFS	35
	B. COÛTS	44
	C. PRODUCTIVITÉ	45
	D. PROFITS	52
	E. QUALITÉ DU SERVICE	54
	F. CONCLUSION	55
VI.	COMPTES RENDUS	56
	A. OBLIGATION DE RENDRE DES COMPTES	56
	B. MODÈLES DE RÉGLEMENTATION	59
	C. GENRES DE RÉGLEMENTATION POSSIBLES	64
	D. CONCLUSION	71
VII.	PRINCIPAUX SECTEURS DE RISQUE	72
	A RISQUE DES PRÉVISIONS	72
	B. EFFET DU PRIX DU PÉTROLE	75
	C. FLUCTUATIONS DES DEVISES ÉTRANGÈRES	79
	D. EFFET DES FERMETURES D'USINES - INDUSTRIE	81
	E. EFFET DES FERMETURES DE CENTRALES - ÉNERGIE N.-B.	81
	F. IMPRÉVUS	82
	G. CONCLUSION	85
VIII.	SOLIDITÉ FINANCIÈRE	87
	A. SOLVABILITÉ	87
	B. RÉSERVES	88
	C. CENTRALES EN SERVICE	90
	D. EMPLACEMENT	91
	E. CONCLUSION	93

		Page
IX.	BASE DES ÉLÉMENTS D'ACTIF	95
	A. PRODUCTION DES CENTRALES HYDRAULIQUES	95
	B. PRINCIPALES ENTENTES	96
	C. ASSURANCES	100
	D. CONCLUSION	100
X.	SURVEILLANCE ET RAPPORTS SUR LES RÉSULTATS	101
	A. RAPPORTS EXTERNES	101
	B. RAPPORTS INTERNES	104
	C. CONCLUSION	104
XI.	EXAMEN FINANCIER	106
	A. CONVENTIONS COMPTABLES	106
	B. EXAMEN DES RECETTES AU 31 OCTOBRE	121
	C. EXAMEN DU BILAN	123
	D. EXAMEN DES PRÉVISIONS	125

I. RÉSUMÉ

Nous avons effectué l'examen de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick conformément au mandat attaché à notre lettre de novembre 1987. Dans le corps de notre rapport nous avons présenté nos conclusions sous les dix rubriques principales indiquées dans la table des matières.

Ce résumé vise à donner un aperçu de nos conclusions et, en particulier, à souligner certains secteurs où il serait nécessaire de prendre des décisions de politique ou dans lesquels nous avons détecté des possibilités de risques financiers.

Notre évaluation générale de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick est la suivante:

* l'organisation a été gérée avec compétence;

* ses buts et ses objectifs sont clairs et bien compris par la direction;

* les composantes des affaires de l'organisation sont réalistes, compte tenu de ses buts et de ses objectifs, quoique N.B. Coal atteigne tout juste le seuil de rentabilité;

* les tarifs imposés aux abonnés sont élevés par comparaison avec nombre d'autres entreprises canadiennes de service public, mais cet état de choses provient surtout de sa faible capacité de production d'énergie hydro-électrique moins coûteuse;

* les gestionnaires aussi bien que la Commission disposent de l'information nécessaire pour les décisions de gestion;

* la situation financière de la Commission est saine et ses états financiers, qui ont été vérifiés indépendamment, ont été établis suivant des principes comptables généralement acceptés.

Nous traiterons ci-dessous des questions de politique qui devront être résolues dans un proche avenir et des secteurs de risque auxquels la Commission doit faire face.

A. QUESTIONS DE POLITIQUE

* La Commission, qui a le monopole de la fourniture de l'énergie électrique dans la province du Nouveau-Brunswick, opère dans un milieu non réglementé. De ce fait,les consommateurs qui n'ont d'autre choix que de recourir à ses services, n'ont pas de pouvoirs d'intervention dans ses activités, en dehors du processus politique. En conséquence, et du fait que la Commission ne publie pas de compte rendu important (en dehors du rapport annuel), elle risque de paraître autocratique et indifférente aux problèmes de la population du Nouveau-Brunswick. À notre avis, il serait souhaitable d'établir une réglementation et un meilleur cadre de compte rendu. Dans le corps de notre rapport nous avons décrit plusieurs modèles de réglementation que le gouvernement provincial pourra examiner et nous avons proposé un cadre pour les rapports sur l'efficacité de la Commission.

* La Commission prend des mesures en vue de s'affranchir de son assujettissement au pétrole pour la production d'électricité. Une des initiatives qu'elle envisage à cette fin, pour ses installations existantes, est de remplacer le mazout par de l'orimulsion importée du Venezuela. Le Venezuela est actuellement la seule source de ce produit. Il faut donc se demander s'il est sage de faire dépendre une entreprise de service public provinciale d'un seul fournisseur, même si les centrales converties gardent la capacité d'utiliser le mazout. La Commission fait faire actuellement des essais pour établir s'il est possible d'employer ce combustible et il se peut qu'elle y renonce finalement pour des raisons touchant l'environnement. Premièrement, l'orimulsion a une teneur en soufre plus élevée que l'huile lourde employée actuellement et deuxièmement, elle demande, à basses températures, des conditions de manutention peu pratiques. La décision finale dépendra du prix de l'orimulsion, qui est toujours en cours de négociations.

  Les nouvelles centrales thermiques seront conçues de façon à pouvoir utiliser une plus large gamme de combustibles, y compris divers genres de charbon, le mazout usuel et l'orimulsion.

* En 1986, la Commission a acheté des actions de N.B. Coal de la province pour un prix nominal. La Commission prend toute la production de N.B. Coal. Actuellement, le coût du charbon produit dans la province est plus élevé à la centrale de Dalhousie que le coût du charbon importé. De plus, le charbon local a une teneur en soufre de 7 % alors que celle du charbon acheté sur le marché international est de 0,7 %. Employer davantage de charbon local aurait de grosses conséquences sur l'environnement, à moins d'acheter

des épurateurs pour réduire les émissions de SO_2. La Commission n'est pas prête à payer de son plein gré le prix d'épurateurs qui auraient pour résultat de porter les coûts par BTU à près de 80 % de plus qu'avec le charbon acheté sur le marché libre. On a suggéré que l'achat des épurateurs soit payé par un autre organisme gouvernemental. Il faudra examiner soigneusement les avantages économiques et sociaux que représentent les emplois offerts aux travailleurs des mines, par rapport au coût élevé de l'utilisation du charbon produit par la province. Si la question des épurateurs n'est pas réglée de façon satisfaisante, il se peut qu'on doive finalement restreindre l'utilisation continue du charbon local à la centrale existante de Grand Lac, où le charbon est plus économique. Une autre solution consisterait à chercher de nouvelles technologies permettant d'utiliser le charbon du Nouveau-Brunswick.

* Pour protéger les consommateurs contre l'instabilité des tarifs, la Commission a établi certains critères pour les réserves financières destinées à parer aux cas de chute du débit de l'eau alimentant la production hydro-électrique ou d'arrêt prolongé de la centrale nucléaire. Dans les années de profit élevé, des sommes supplémentaires sont ajoutées à la réserve et dans les années pauvres, on puise dans la réserve. De ce fait, les résultats financiers paraissent très constants d'année en année quoique ce ne soit pas exact en réalité. Avec le temps, les retraits de la réserve devraient égaler les additions cumulatives des années antérieures, pour en arriver à un solde nul. Néanmoins, selon les critères courants, dans certaines conditions de prix du pétrole, la réserve pourrait passer de son niveau actuel de 250 millions $ à plusieurs fois ce montant vers la fin des années 1990. Étant donné que toute

addition à la réserve vient des consommateurs actuels qui payent des tarifs plus élevés, il est très important d'examiner périodiquement la pertinence des critères employés pour calculer la réserve.

* La nécessité d'établir les réserves mentionnées ci-dessus provient jusqu'à un certain point des fortes fluctuations du débit du fleuve Saint-Jean. Il serait possible de réduire la réserve en construisant des réservoirs dans le cours supérieur du fleuve pour régulariser le débit en eau. Cette possibilité a été envisagée par le passé, mais elle s'est heurtée à l'opposition de factions politiques et de défenseurs de l'environnement de l'état du Maine. Le gouvernement du Nouveau-Brunswick pourrait envisager la possibilité de faire des représentations à l'état du Maine pour voir si le climat politique actuel permettrait de reprendre ce projet.

* Suivant la philosophie et les pratiques de gestion d'Énergie N.-B., cette entreprise assume elle-même les fonctions de direction de la construction et de direction du projet pour nombre des grands projets de construction. Étant donné que la compétence et les efforts de ses gestionnaires sont consacrés à la production et à la distribution d'électricité, Énergie N.-B. pourrait envisager d'octroyer la direction des constructions à des entreprises professionnelles de gestion de la construction.

B. SECTEURS DE RISQUE FINANCIER

* Au Nouveau-Brunswick, les tarifs de l'énergie électrique sont très sensibles aux fluctuations des prix mondiaux du pétrole. La plus grande partie de la capacité de production de la Commission dépend du pétrole; de plus le prix de l'électricité achetée de la province de Québec

est lié au prix du mazout non utilisé pour la production. En tout, le prix d'environ 41 % de la puissance totale est fonction du prix du pétrole. La Commission a calculé que, présentement, une augmentation du prix du pétrole de 1 $ des É.-U. aurait une répercussion de 7,91 millions pour Énergie N.-B., en supposant que les tarifs ne soient pas augmentés dans la province. Cette dépendance explique le désir de la Commission de trouver d'autres combustibles pour remplacer le pétrole.

* La Commission établit des prévisions de la demande de puissance pour déterminer ses besoins en matière de construction de nouvelles centrales. Depuis les années 1970, les prévisions à long terme établies par les services d'électricité ne se sont pas montrées très exactes. Dans le cas d'Énergie N.-B., ce fait a été dû dans une large mesure aux médiocres estimations sur les usages futurs fournies à la Commission par l'industrie des pâtes et papiers. De plus, les prévisions sont très sensibles aux facteurs de demande. Une erreur de 1 2 % dans le taux de croissance prévu peut amener une différence de 250 MW 15 ans plus tard, ce qui représente la production d'une centrale dont la puissance serait supérieure de 25 % à celle de Dalhousie II.

* Près de 44 % de la dette totale de la Commission est libellée en dollars des É.-U. et 8,5 % est en francs suisses. On prévoit que le solde net de la dette actuelle diminuera de 75 % au cours des 10 prochaines années. Cependant, présentement, un changement de 1 % dans le rapport entre le dollar canadien et le dollar des E.-U. produit un changement de 4 millions de dollars dans le montant à rembourser.

* Une estimation établie à la demande d'Énergie N.-B. par un consultant spécialiste en régimes de pensions a révélé l'existence d'une dette non capitalisée de 83,5 millions $. Ce montant est à peu près le même que la portion de la dette non capitalisée rapportée dans la dernière évaluation actuarielle du Régime de pension de retraite des services publics.

  C'est la province du Nouveau-Brunswick et non la Commission qui est chargée de l'administration du régime de pension et qui en a la responsabilité du point de vue de la loi.

* La Commission a fixé à 103 millions $ le montant de la réserve pour le déclassement de la centrale nucléaire et la gestion du combustible irradié à Point Lepreau. Ce montant a été calculé par interpolation des résultats d'une étude effectuée par Ontario Hydro sur le déclassement de quatre réacteurs à chacun des sites de Pickering et à Bruce. La Commission n'a pas fait d'étude spécifique relative au site de Point Lepreau. Même si le montant prévu correspond à ceux qui ont été mis en réserve par d'autres entreprises de service public, les sommes allouées en certains cas aux É.-U. ont été considérablement plus élevées. Il se peut que la réserve prévue pour le déclassement du réacteur nucléaire et la gestion du combustible irradié soit insuffisante.

* N.B. Coal est responsable de la remise en état des terrains altérés par les exploitations minières depuis 1977. Néanmoins, la compagnie n'enregistre pas cette obligation financière au moment où elle survient au cours de l'exploitation minière. Au 31 mars 1987, on estimait que la dette non enregistrée s'élevait à 840 000 $ au moins.

* La Commission a récemment terminé une importante étude de l'amortissement, qui a eu pour effet d'accroître le revenu de 913 230 $ pour les 7 mois terminés le 31 octobre 1987. Cette étude couvrait toutes les immobilisations d'Énergie N.-B. autres que les centrales thermiques. Étant donné que les centrales thermiques ont la valeur comptable nette la plus élevée en dehors de la centrale nucléaire, il est possible que les taux et la réserve d'amortissement aient été mal évalués. Une étude de l'amortissement est en cours dans les centrales thermiques.

Nous exposons chacune des questions ci-dessus en plus de détails dans le corps de notre rapport qui contient aussi une grande quantité de données comparatives que nous avons utilisées pour comparer les résultats d'Énergie N.-B. à ceux d'autres entreprises de service public.

D'un commun accord, nous avons jugé que les risques d'exportation et d'importation ainsi que le risque de réformes de l'ONE dépassaient la portée de ce rapport et nous n'avons pas essayé non plus de résoudre la question complexe de la gestion de la construction.

Les renseignements contenus dans ce rapport nous ont été fournis en grande partie par la direction d'Énergie N.-B., sous forme de documents internes ou à l'occasion d'entrevues. Nous désirons souligner la coopération manifestée par le personnel de la Commission, qui s'est mis à l'entière disposition de nos experts.

II. INTRODUCTION

Ce rapport remplit le mandat établi par le gouvernement du Nouveau-Brunswick le 10 novembre 1987, en vue de l'examen de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick.

L'entreprise Coopers & Lybrand a été engagée spécifiquement pour examiner les points suivants et en faire un rapport :

Objectifs

1. La plausibilité des états financiers périodiques établis par la Commission, pour la période financière terminée le 27 octobre 1987 ou aux environs de cette date.

2. La pertinence des conventions comptables employées par la Commission pour établir ces états financiers, par rapport à celles qu'elle emploie pour les états financiers annuels et par rapport à d'autres entreprises de service public similaires.

3. La façon dont les conventions comptables employées par la Commission ont été appliquées et les jugements faits lors de leur application.

4. La situation financière de la compagnie N.B. Coal Limited, filiale en propriété exclusive de la Commission, telle que la montrent les états financiers de cette compagnie.

5. Les dossiers des centrales appartenant à la Commission, en ce qui concerne en particulier les politiques de capitalisation appliquées. Coopers & Lybrand examinera également les méthodes employées par la Commission pour établir les taux d'amortissement.

6. Le détail des éléments d'actif qui pourraient être considérés comme superflus pour les activités et la mission de la Commission.

7. Les procédures adoptées par la Commission afin de trouver d'autres modes d'action pour la livraison du courant électrique à la population du Nouveau-Brunswick.

8. Les frais reportés de la Commission, y compris les pertes de change non réalisées. Coopers & Lybrand examinera aussi les méthodes employées par la Commission pour déterminer les coûts du déclassement du groupe nucléaire de Point Lepreau.

9. La méthode employée par la Commission pour déterminer le montant à mettre de côté pour le fonds d'assurance et la possibilité d'existence de risques anormaux manifestes.

10. Les critères employés par la Commission pour déterminer les montants à verser aux réserves pour la normalisation de la production.

11. Les contrats passés avec d'autres provinces ou états pour la livraison ou l'importation d'électricité.

12. Les comptes-clients et la suffisance du montant alloué pour les créances douteuses.

13. Les détails de toute dette de la Commission qui peut être considérée comme garantie par la province du Nouveau-Brunswick.

14. Les dettes et engagements éventuels de la Commission au 27 octobre 1987.

15. La plausibilité des prévisions sur les revenus et dépenses établies par la Commission pour le reste de l'exercice financier, compte tenu du budget de la Commission et de tous les autres facteurs relevés au cours de l'examen.

16. Le processus suivi par la Commission pour déterminer les facteurs de charge futurs et la mesure dans laquelle elle a tenu compte de ces facteurs lors de la planification des projets d'immobilisations.

17. La pertinence du ratio d'endettement de la Commission ainsi que du coût du capital.

En plus de ce qui précède, Coopers & Lybrand a examiné les points suivants:

* Le travail effectué par la Commission pour l'évaluation de la possibilité de conversion des centrales actuelles en vue de l'emploi du combustible venant du Venezuela et du combustible solide fourni par N.B. Coal.

* Les accords concernant le partage des frais avec le gouvernement fédéral pour l'installation d'épurateurs aux centrales alimentées au charbon (Coleson Cove par ex.).

Un tel mandat exigeait un examen financier de la Commission. À la demande du comité directeur, nous avons étendu la portée de notre examen pour y inclure des questions telles que les résultats, l'obligation de rendre des comptes ainsi que les rapports internes et externes. Notre travail a compris :

* un examen des dossiers de comptabilité et des conventions comptables. Cet examen répondait aux articles 1, 2, 3, 4, 5, 8, 10, 12 et 13 de notre mandat;

* un examen des techniques de prévision des charges employées par la Commission, répondant à l'article 16 de notre mandat;

* des discussions avec la direction sur les plans de développement futurs, ainsi que l'examen des documents pertinents, qui répondaient à l'article 7;

* l'examen des contrats passés avec d'autres entreprises de service public, ainsi qu'un examen des ententes pour les achats à long terme et des discussions avec la direction sur les dettes éventuelles. Ces examens couvraient les articles 11 et 14;

* l'examen de la dette et du ratio d'endettement, correspondant aux articles 13 et 17;

* l'examen de la police d'assurance souscrite par la Commission en remplacement du fonds d'assurance terminé. Cet examen couvrait l'article 9;

* l'examen des prévisions jusqu'au 31 mars 1988, couvrant l'article 15;

* des discussions et un examen portant sur la base d'actif, afin de voir s'il existe des éléments d'actif superflus, ce qui correspondait à l'article 6.

Les autres renseignements contenus dans ce rapport ont été obtenus au cours de discussions avec les gestionnaires, del'examen de documents pertinents, des rapports annuels des entreprises de service public, ainsi que de discussions avec la direction de la Commission. Ces renseignements n'ont pas été examinés de façon aussi détaillée que ceux dont nous avions besoin pour porter un jugement sur les questions incluses dans les objectifs de notre mandat.

III. ÉNERGIE NOUVEAU-BRUNSWICK - GÉNÉRALITÉS

Cette partie de notre rapport donne des renseignements généraux sur Énergie N.-B. Elle couvre les sujets suivants:

* les buts et les objectifs de l'entreprise;
* les besoins en puissance;
* les critères financiers;
* la philosophie des affaires suivie par la direction;
* les rôles et responsabilités.

A. BUTS ET OBJECTIFS FIXÉS

La Loi sur l'énergie électrique a créé la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (Énergie N.-B.) et lui a fixé les objectifs suivants :

* assurer la fourniture continue de l'énergie suffisante pour répondre aux besoins de la province et en permettre le développement futur;

* promouvoir l'économie et l'efficacité de la génération, distribution, fourniture, vente et utilisation de l'énergie.

La Loi a prévu que pour remplir ces objectifs, la Commission pourra imposer à ses abonnés des tarifs qui lui permettent de couvrir tous ses frais, y compris les "dépenses imprévues" et d'avoir des réserves et des surplus suffisants pour réaliser une bonne gestion.

Les commissaires et la direction d'Énergie N.-B. ont interprété les objectifs de la Loi comme signifiant:

* fournir un service fiable, sécuritaire et économique, en saisissant toutes les occasions d'aider l'économie de la province;

* créer un environnement commercial qui assure une qualité de service et de prix qui obtiennent la confiance du public et fassent la fierté des employés.

Pour atteindre ces buts, Énergie N.-B. a établi les objectifs stratégiques à long terme que voici :

* avoir une capacité de production qui puisse répondre à l'appel de puissance maximal dans la province, en plus d'une réserve;

* établir des critères financiers qui lui assurent une cote de crédit "A" et l'accès aux marchés de crédit mondiaux à des coûts raisonnables.

B. CAPACITÉ DE PRODUCTION NÉCESSAIRE

Un des objectifs principaux de la Commission est d'offrir un réseau électrique qui soit fiable, sécuritaire et acceptable pour l'environnement. Les planificateurs ont admis des possibilités de panne d'un jour tous les dix ans. Même s'il n'existe pas de formule mathématique bien établie pour déterminer quelle doit être la capacité de production pour atteindre cet objectif, la Commission suit la règle "empirique" voulant que le réseau puisse répondre à l'appel maximal de puissance dans la province tout en ayant une réserve qui soit égale au plus grand de ce qui suit :

* la perte de la plus grande centrale du réseau des Maritimes (N.-B., Î.-P.-É. et N.-É.) avec une production hydro-électrique au niveau le plus bas jamais enregistré; ou

* 20 % de la puissance maximale régulière dans la province du Nouveau-Brunswick dans des conditions de débit d'eau normal.

En plus de cet objectif clé, Énergie N.-B. a établi les priorités d'exploitation suivantes qui, même si elles n'influent pas sur la capacité de production, changent néanmoins la composition des sources de production d'électricité.

* poursuivre l'expansion du réseau d'interconnexions. Les interconnexions avec Hydro-Québec lui permettant d'effectuer des achats d'électricité ont eu pour résultat de réduire les coûts et ont donné à Énergie N.-B. la souplesse dans ses choix des dates de construction de ses installations, tandis que l'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre lui procure des revenus qui sont utilisés pour subventionner les tarifs de la province;

* diminuer sa dépendance à l'égard du pétrole. Un bon nombre des centrales thermiques ont été construites au début des années 1970, quand les prix du pétrole étaient bas. En conséquence, Énergie N.-B. a été exposée au choc de l'augmentation ultérieure des prix du pétrole et elle a maintenant établi un programme visant à réduire sa dépendance à l'égard de ce combustible.

C. CRITÈRES FINANCIERS

Ainsi que nous l'avons mentionné précédemment, le principal but financier d'Énergie N.-B. est de conserver la cote de crédit "A" sur les marchés monétaires pour y avoir accès à des coûts raisonnables. La raison de ses efforts en ce sens est que,

n'ayant pas de capital-actions ni de mandat clairement défini de rechercher le profit maximal, elle fixe des cibles de revenu correspondant aux exigences des prêteurs et des organismes d'évaluation du crédit.

Étant donné que la dette d'Énergie N.-B. est garantie par la province du Nouveau-Brunswick, le fait que la communauté financière considère Energie N.-B. comme une entreprise financièrement autonome et viable peut avoir des répercussions positives sur le crédit de la province. Le Vérificateur général a annoncé que la dette nette du Nouveau-Brunswick était de 2,4 milliards $ au 31 mars 1987. À la même époque, Énergie N.-B. avait une dette nette à long terme (dette brute moins le fonds d'amortissement et la situation courante) de 2,1 milliards $, montant qui n'est pas inclus dans le chiffre de la dette donné par le Vérificateur général. Du fait qu'Énergie N.-B. est considérée comme une entité financièrement autonome et viable, le montant élevé de sa dette n'aura pas d'effet négatif sur le crédit accordé à la province.

Pour être une entité financièrement autonome et viable, Énergie N.-B. a établi les critères financiers que voici :

* fixer une cible de couverture des intérêts de 1,25 pour l'établissement des tarifs: la couverture des intérêts est définie comme étant la somme du bénéfice net et des frais d'intérêt bruts divisée par l'intérêt brut;

* permettre une baisse du taux de couverture des intérêts de 1,25 au cours des périodes de difficultés économiques, mais jamais au point de risquer une perte d'exploitation;

* atteindre une cible de 80 20 pour le ratio d'endettement ainsi qu'un plafond de 90 10 pendant les périodes de constructions importantes.

D. PHILOSOPHIE DES AFFAIRES ADOPTÉE PAR LA DIRECTION

Énergie N.-B. a une philosophie des affaires nettement orientée vers la fourniture de services de qualité au coût le plus bas possible. C'est un principe fondamental. La direction soutient qu'en maintenant les coûts assez bas et en fournissant un niveau de services acceptable, elle remplira sa responsabilité envers la province. Toutes les autres considérations, y compris l'engagement d'acheter d'abord au Nouveau-Brunswick ou l'adoption du rôle de moteur du développement socio-économique, sont secondaires. Lorsqu'il s'agit de décider entre les possibilités d'affaires, la direction choisit de préférence celles qui coûtent le moins plutôt que celles qui pourraient avoir des retombées avantageuses pour la province mais coûtent plus cher.

E. RÔLES ET RESPONSABILITÉS

La Loi sur l'énergie électrique prévoit la création d'une Commission comptant au maximum dix membres nommés et révoqués par le lieutenant-gouverneur en conseil. La Loi prévoit que, sous réserve de l'approbation finale du gouvernement du Nouveau-Brunswick, la Commission a la responsabilité ultime des décisions importantes prises par Énergie N.-B. Le tableau figurant à la page suivante résume la Loi ainsi que les rôles et responsabilités assignés à la Commission et au cabinet.

La Loi donne à la Commission l'entière responsabilité de la fixation des tarifs, de la planification et de la construction des centrales et des installations nécessaires pour répondre aux besoins de génération et de distribution de l'électricité. En pratique, par le passé, étant donné l'importance de ces deux facteurs pour la province, les tarifs et la construction des nouvelles centrales ont été discutés avec le cabinet. D'autres décisions importantes ont également été soumises à l'examen du cabinet. Ce précédent peut être repris dans l'avenir si le gouvernement en décide ainsi.

Rôle et responsabilités	Approuvés par la Commission	Approuvés par le lieutenant-gouverneur en conseil
Nomination des membres de la Commission		X
Renvoi des membres de la Commission		X
Nomination du président et du vice-président		X
Nomination des dirigeants	X	X
Embauche des employés	X	
Signature des ententes intergouvernementales	X	X
Dette à court et à long terme	X	X
Achat d'autres compagnies	X	X
Placement des fonds de surplus	X	
Établissement des tarifs d'électricité	X	0
Construction de centrales	X	0
Expropriation de biens-fonds	X	

X = édicté par la Loi sur l'énergie électrique
0 = pratique antérieure

IV. PRINCIPAUX ÉLÉMENTS DES AFFAIRES

Cette partie du rapport décrit les principaux aspects des opérations d'Énergie N.-B. Ces aspects sont les suivants :

* production d'électricité;
* distribution d'électricité;
* achats et ventes d'électricité avec d'autres entreprises de service public, au moyen d'un réseau d'interconnexions;
* construction;
* extraction de charbon;
* fourniture d'électricité à l'Île-du-Prince-Édouard.

A. PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Énergie N.-B. maintient une capacité de production suffisante pour répondre à la demande. Le tableau I de la page suivante montre la charge réelle du réseau par rapport à la capacité de production effective. Comme on peut le voir sur ce tableau, la capacité de production effective varie considérablement au cours de l'année. Les variations sont dues à deux facteurs principaux:

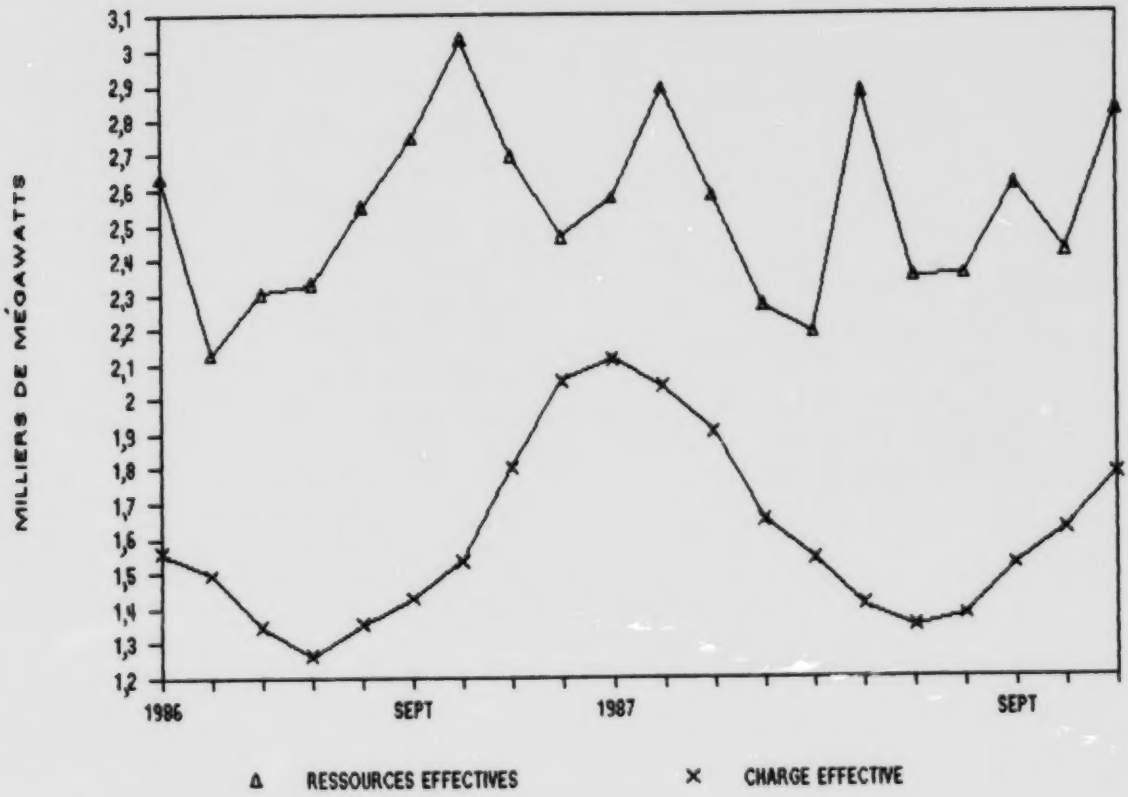
* les arrêts de centrale prévus pour l'entretien annuel. L'arrêt de Point Lepreau, en mai, provoque la plus grande réduction de production; et

* le manque de réservoirs de stockage de l'eau, de telle sorte que les débits d'eau fluctuent, avec un maximum au printemps et un minimum en hiver, ce qui diminue la capacité de production au cours de la période d'appel maximal.

Selon les prévisions courantes, Énergie N.-B. a une capacité de production suffisante pour répondre au niveau d'appel maximal jusqu'en 1990. Ensuite, elle devra recourir à l'importation ou construire d'autres installations de génération.

TABLEAU I

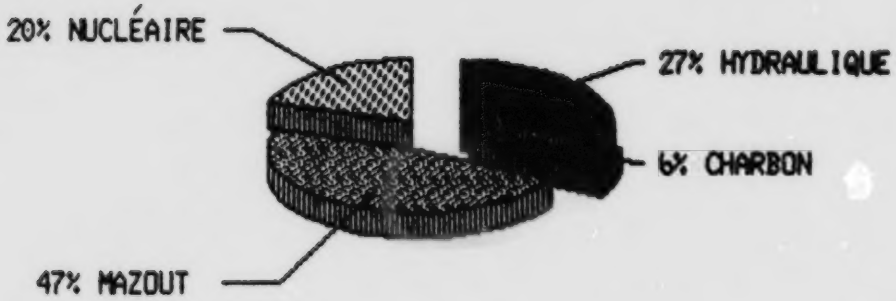
BILAN DE LA CHARGE ET DES RESSOURCES



La capacité de production comprend un ensemble de centrales hydrauliques, thermiques et nucléaire. Comme le montre le tableau II à la page suivante, la capacité de production thermique au mazout est la plus importante.

TABLEAU II

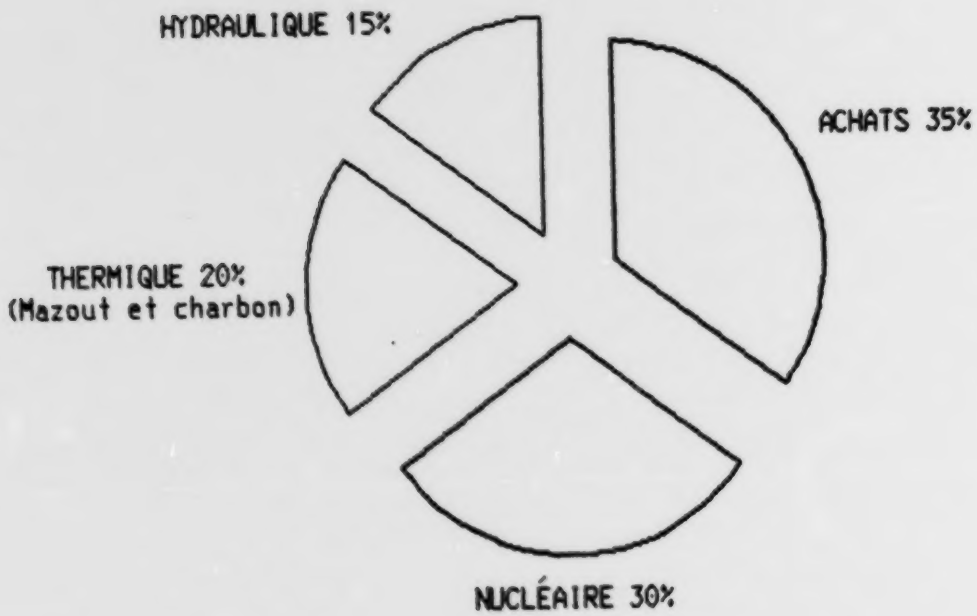
CAPACITÉ DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PAR TYPE DE COMBUSTIBLE 1987



Le tableau II montre qu'Énergie N.-B dépend énormément de la production au mazout. Quarante-sept pour cent de la capacité de production de la province repose sur l'emploi du mazout. Cependant, une grande partie de l'électricité nécessaire pour satisfaire les besoins de la province et d'exportations est achetée. Le tableau III montre les sources de production utilisées pour répondre aux besoins de la province et de l'exportation au cours de l'exercice financier 1986-1987.

TABLEAU III

GÉNÉRATION ET ACHATS EN 1986-1987



Les achats faits à Hydro-Québec représentent 35 % de la puissance totale. Actuellement, le prix de l'électricité achetée dépend en très grande partie du prix du pétrole. Pour 1986- 1987, si l'on tient compte des achats, le pourcentage total de l'électricité dont le prix dépendait du pétrole a été de 41 % de l'électricité totale produite et achetée.

Par suite de cet assujettissement au pétrole, Énergie N.-B. a mis sur pied un plan de développement qui réduira son assujettissement aux augmentations du prix du pétrole ainsi que les risques financiers qui en découlent. Les principaux éléments de ce plan sont les suivants :

* un contrat avec Hydro-Québec pour l'achat d'électricité régulière à un prix fixé;

* la conversion de deux groupes de Coleson Cove pour l'alimentation au mazout et à l'orimulsion;

* la construction à venir de centrales alimentées au charbon.

La conversion prévue pour les groupes de Coleson Cove a été retardée. Le groupe de Dalhousie I a été converti, aux frais du Venezuela, pour l'alimentation par l'orimulsion, mais jusqu'ici aucun essai n'a été effectué dans cette centrale. Le Venezuela devait envoyer de l'orimulsion à Énergie N.-B. en novembre. Cependant, par suite de difficultés techniques rencontrées au Venezuela, l'orimulsion n'a pas été expédiée. La prochaine date d'envoi possible est le printemps 1988. Le moment opportun pour la conversion de Coleson Cove sera décidé en fonction du résultat des essais et du prix finalement négocié entre le Venezuela et Énergie N.-B.

La direction d'Énergie N.-B. pense que les essais de combustion de l'orimulsion, à Dalhousie I, devront être positifs. Les principaux problèmes sont les suivants :

* l'orimulsion a une teneur en soufre plus élevée que le mazout lourd employé actuellement. En conséquence, il faudra que le prix négocié pour l'orimulsion soit suffisamment intéressant financièrement, compte tenu du coût des épurateurs et des frais de conversion.

* le Venezuela est le seul fournisseur d'orimulsion. N'avoir qu'un seul fournisseur augmente les risques d'interruption de l'approvisionnement ou de changement dans les conditions de négociation des contrats. Même après leur conversion à l'orimulsion, les centrales garderont la capacité d'utiliser le mazout lourd.

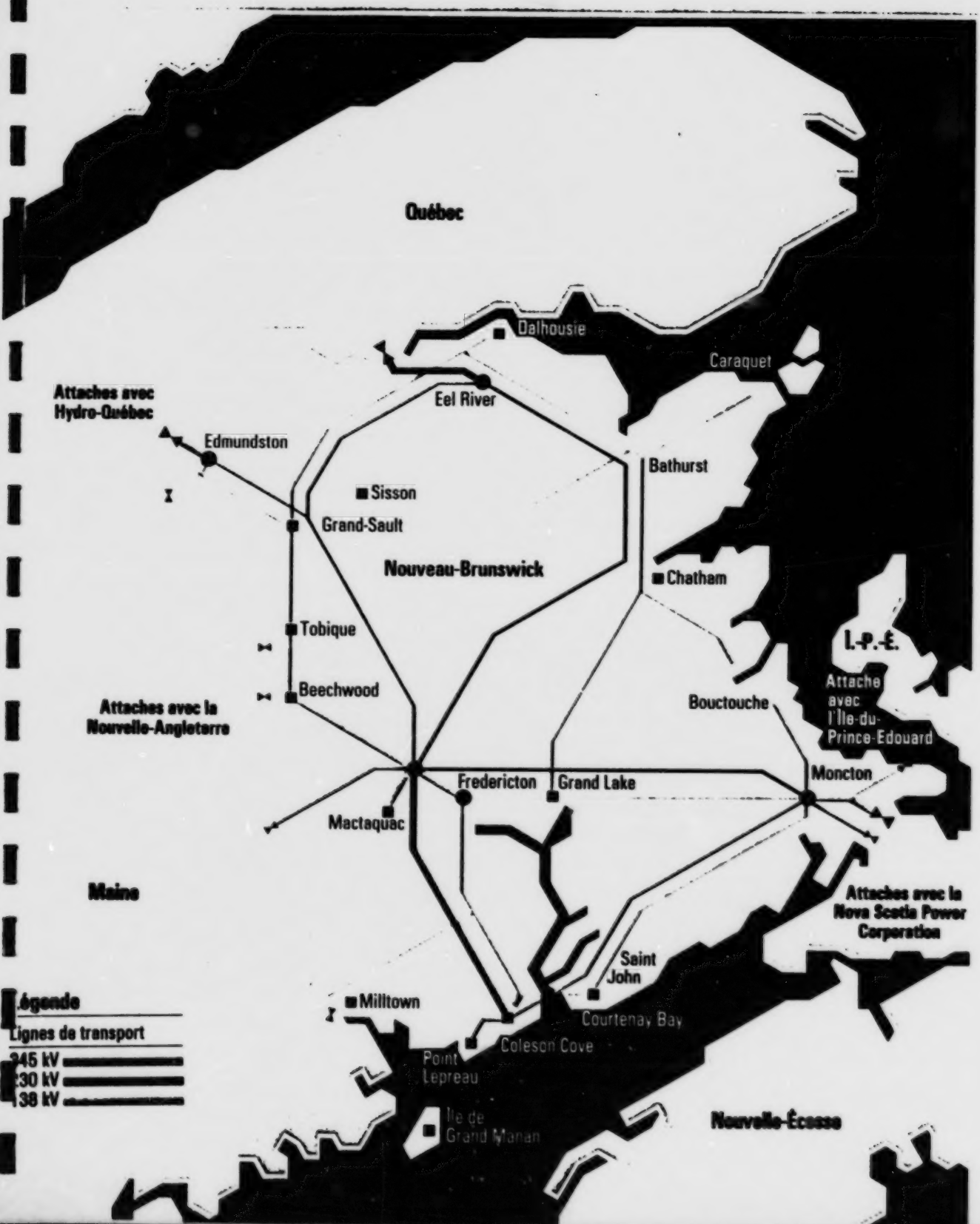
B. TRANSPORT ET DISTRIBUTION

Une fois l'électricité produite, il faut la transporter et la distribuer aux divers abonnés d'Énergie N.-B. Au total, Énergie N.-B. a environ 291 000 abonnés, qui comprennent 253 000 abonnés des services domestique, commercial et industriel et 38 000 abonnés desservis indirectement par l'intermédiaire des ventes en gros d'électricité distribuées par les services municipaux de Saint John et d'Edmundston.

La carte du réseau reproduite à la page suivante (tableau IV) montre les lignes de transport dans la province, ainsi que les interconnexions avec d'autres services d'électricité. Le réseau compte présentement 6 160 kilomètres de lignes de transport, ainsi que 23 861 kilomètres de lignes de distribution.

Le nombre d'abonnés desservis par Énergie N.-B. a augmenté d'environ 23 000 depuis 1983. Actuellement au Nouveau-Brunswick, 45 % des abonnés du service domestique se chauffent à l'électricité contre 29 % au mazout et 25 % au bois. Quatre-vingt pour cent des abonnés domestiques utilisent des chauffe-eau électriques et Énergie N.-B. obtient 95 % du marché pour les maisons neuves.

Carte du réseau



C. INTERCONNEXIONS

Énergie N.-B. a pris les mesures nécessaires pour profiter de sa situation géographique en établissant un solide réseau d'interconnexions avec les services publics d'électricité voisins. Ses principales interconnexions sont établies avec :

* Hydro-Québec
* la Nouvelle Angleterre
* la Nouvelle-Écosse
* l'Île-du-Prince-Édouard

Voici les principaux avantages des interconnexions :

* des tarifs d'électricité plus bas pour les abonnés de la province. L'achat d'électricité moins chère à Hydro-Québec et la vente avec profit à la Nouvelle-Angleterre ont permis de maintenir les tarifs, au cours des dix dernières années, à un niveau inférieur d'environ 14,3 % à ce qui aurait été possible autrement. On ignore si le Québec disposera toujours d'électricité excédentaire après 1994. Cet état de choses pourrait avoir un retentissement sur les tarifs d'électricité dans la province;

* la possibilité de construire des centrales plus grosses et donc plus puissantes sans violer la règle empirique voulant qu'aucune centrale n'ait une puissance supérieure à 10 % de la capacité de production. Quand la centrale de Point Lepreau a été construite (avec une puissance de 630 MW), elle dépassait de plus de 10 % la capacité totale d'Énergie N.-B. Cependant, du fait qu'elle appartenait au réseau des Maritimes qui comprend le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard, la règle des 10 % portait la puissance possible pour une centrale à

400 MW environ. Les 230 MW restant ont été vendus à la Nouvelle-Angleterre pour respecter la règle des 10 %. Les interconnexions ont permis à Énergie N.-B. de construire des centrales de puissance importante et de profiter par conséquent des économies d'échelle;

* la possibilité de retarder les constructions destinées à répondre à la demande dans la province. Selon les prévisions, d'ici 1990 la demande dans la province dépassera la puissance disponible. Sans contrat avec Hydro-Québec pour la fourniture d'électricité garantie, il faudrait commencer la construction de nouvelles centrales plus tôt, pour répondre à la demande. Le contrat avec Hydro-Québec étendra le délai jusqu'en 1994 et donnera plus de liberté à Energie N.-B. pour la planification de son programme de construction.

D. CONSTRUCTIONS

Énergie N.-B. préfère assumer elle-même la direction des projets de construction de ses installations électriques. Elle a une équipe de directeurs de projet qui dirigent ses activités continuelles de planification et de construction.

En plus de la direction des projets, Énergie N.-B. se charge aussi de la direction de la construction pour ses principaux projets. Coleson Cove et Point Lepreau sont deux projets importants dans lesquels Énergie N.-B. a assumé la direction de la construction quoique dans le cas de Point Lepreau elle ait partagé cette fonction avec l'EACL.

Nous n'avons pas examiné la question de savoir si Énergie N.-B. devrait assumer la fonction de directeur de ses propres constructions. Néanmoins, il n'est pas rare de voir descompagnies engager des entreprises professionnelles de gestion de la construction, qui se chargent de cette fonction.

E. N.B. COAL

Énergie N.-B. exploite aussi des mines de charbon. Dans un accord datant de 1979, Énergie N.-B. a garanti un contrat pour l'acquisition d'une dragline par N.-B. Coal. Cette garantie accordait à Énergie N.-B. la production totale de N.-B. Coal à prix coûtant. En 1986, la province du Nouveau-Brunswick, propriétaire de N.-B. Coal, a offert 90 % de N.B. Coal à Énergie N.-B. pour la somme de 1 $. Cette offre a été acceptée et Énergie N.-B. a donc acquis la haute main sur la production et la gestion de N.B. Coal.

N.B. Coal n'a jamais obtenu de très bons résultats financiers. Le coût du charbon de N.B. Coal livré à Dalhousie est plus élevé que le coût du charbon importé. De plus, le charbon produit dans la province a une teneur en soufre de 7 % alors que celle du charbon acheté sur le marché international est de 0,7 %.

L'utilisation du charbon de la province pour l'alimentation des centrales thermiques ne peut être économiquement viable qu'avec l'installation d'épurateurs ou la mise au point de nouvelles technologies. Actuellement, la combustion de 550 000 tonnes de charbon de la province émettrait 77 000 tonnes de SO_2, soit près de 60 % de la limite prévue pour Énergie N.-B. d'ici 1994, qui est de 130 000 tonnes.

Énergie N.-B. émet actuellement 115 000 tonnes de SO_2. Cependant, la quantité de SO_2 émis augmenterait dans la mesure où l'électricité achetée d'Hydro-Québec serait remplacée par de l'électricité produite dans la province. Il faudrait des épurateurs pour réduire les émissions de SO_2. Les épurateurs augmenteraient le coût du charbon de N.B. Coal de 21 à 23 $ par tonne; de ce fait, ce combustible ne serait pas rentable.

La table suivante montre les prix courants du charbon. Ces prix nous ont été communiqués par la direction d'Énergie N.-B. Pour pouvoir comparer des charbons de qualités différentes, on a pris comme unité de mesure le MBTU (million de British Thermal Unit).

	Colombien	C.E. des E.-U.[1]	Ouest du Canada	N.B.Coal
Coût par tonne	51,02[2]	62,24[2]	65,74[2]	72,46[2]
Coût par MBTU	2,20	2,45	2,94	3,10
Date	Octobre 1987	Sept. 1987	Avril 1987	Octobre 1987

1 Côte est des États-Unis

2 Livré à Dalhousie

Comme le montre cette table, le charbon produit dans la province a le prix le plus élevé par MBTU. Si l'on y ajoutait le coût des épurateurs, le prix du charbon de N.B. Coal passerait à 4 $ par MBTU et après épuration à 90 %, ce charbon émettrait la même quantité de SO_2 que le charbon importé.

Si aucun autre organisme gouvernemental ne veut payer les épurateurs, Énergie N.-B. pourrait envisager de réduire la production et la combustion du charbon de N.B. Coal. De cette façon, les émissions de SO_2 resteraient inférieures aux 130 000 tonnes autorisées pour Énergie N.-B. et il ne serait pas nécessaire d'acheter des épurateurs. L'autre solution possible consisterait à poursuivre les recherches pour trouver de nouveaux procédés permettant de brûler du charbon à haute teneur en soufre de façon économique et satisfaisante pour l'environnement.

F. FOURNITURE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE À L'ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD

L'Île-du-Prince-Édouard ne paye pas le prix usuel pour les achats interruptibles en provenance d'autres services d'électricité. Normalement, l'électricité excédentaire est vendue à un prix intermédiaire entre le côut de production des deux entreprises. Chaque entreprise obtient le plus grand profit possible de la vente et de l'achat d'électricité.

Une décision de l'Office national de l'énergie (ONE) a changé cette façon de fixer les prix. L'ONE a décidé qu'Énergie N.-B. ne pourrait demander, pour les ventes interruptibles à l'Île-du-Prince-Édouard, un prix plus élevé que celui qu'elle demande à Central Maine. Étant donné que le coût de production de l'électricité dans l'Île-du-Prince-Édouard est plus élevé que celui de Central Maine, cette décision a été avantageuse pour l'Île-du-Prince-Édouard. Toute augmentation d'efficacité d'Énergie N.-B. ou de Central Maine bénéficie à l'Île-du-Prince-Édouard. Plus l'efficacité de ces deux entreprises augmente, moins cher est le prix que le service d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard doit payer.

L'Île-du-Prince-Édouard dépend d'Énergie N.-B. pour ses besoins en électricité. Soixante-dix-sept pour cent de ses besoins pour l'exercice financier précédent ont été assurés par Énergie N.-B. Elle a une part d'intérêt de 10 % dans Dalhousie II, ainsi que des contrats pour l'achat d'électricité garantie et des accords en vue de l'achat optionnel d'électricité excédentaire. Dalhousie II devrait servir de modèle pour les négociations futures avec l'Île-du-Prince-Édouard. En vendant une part d'intérêt dans sa capacité de production, Énergie N.-B. réduit son risque financier dans ces centrales. De son côté, l'Île-du-Prince-Édouard bénéficie des économies d'échelle tout en partageant les risques et les avantages de la propriété.

G. CONCLUSION

Nous avons examiné dans cette partie de notre rapport les principales affaires que traite Énergie N.-B. Nos constatations et conclusions essentielles sont les suivantes :

* Quarante-sept pour cent de la capacité de production d'Énergie N.-B. est assujettie au pétrole.

* Des progrès ont été accomplis dans les initiatives prises pour réduire cet assujettissement, quoique la conversion de la centrale de Coleson Cove ait été retardée. Ce retard est dû à des difficultés techniques éprouvées par le Venezuela pour la livraison de l'orimulsion, ce qui illustre les risques inhérents au fait de dépendre d'un seul fournisseur. Les nouvelles centrales qui seront construites pourront être alimentées par divers combustibles.

* À moins que le plafond des émissions de SO_2 ne soit augmenté ou qu'un autre organisme n'achète les épurateurs, il faudra donner la priorité au développement de nouvelles techniques permettant d'utiliser le charbon du Nouveau-Brunswick sans risques pour l'environnement et de façon économique.

* Les négociations futures avec l'Île-du-Prince-Édouard en vue de la fourniture d'électricité devraient encourager cette province à acquérir une part d'intérêt dans les centrales d'Énergie N.-B.

V. RÉSULTATS OBTENUS

Dans cette partie de notre rapport, nous analyserons les résultats obtenus par Énergie N.-B. dans les secteurs suivants :

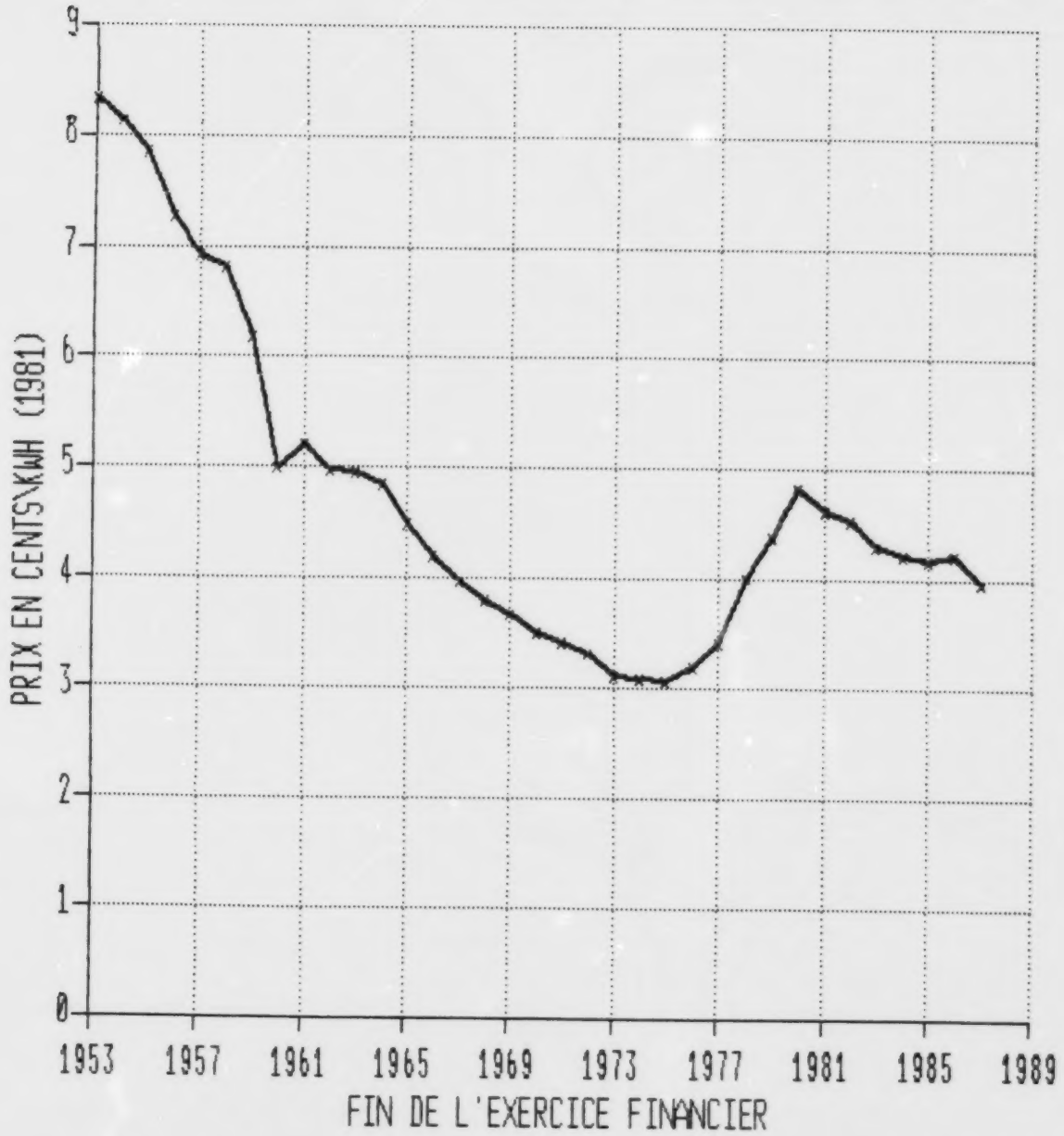
* les tarifs
* les coûts
* la productivité
* les profits
* l'exactitude des prévisions
* la qualité du service

Nous avons exclu de notre examen la question des projets de construction et les interconnexions.

A. TARIFS

Les tarifs sont fixés essentiellement de façon à pouvoir récupérer tous les frais associés à la génération et à la distribution d'électricité aux abonnés d'Énergie N.-B. Un des objectifs principaux de la Commission est de fournir des services d'électricité aux abonnés de la province au prix le plus bas possible. Comme le montre le tableau V, les tarifs imposés par la Commission, exprimés en dollars constants de 1981, ont diminué, sauf entre 1976 et 1980, période pendant laquelle de nouvelles constructions, l'inflation et l'augmentation du prix du pétrole ont obligé le service d'électricité à augmenter ses tarifs. Cette période a été suivie de tarifs stables. Ces deux dernières années, les tarifs sont restés les mêmes.

TABLEAU V
ÉNERGIE N.-B.
PRIX MOYEN DE L'ÉLECTRICITÉ EN CENTS\KWH (1981)



Si l'on compare les tarifs d'Énergie N.-B. à ceux d'autres services publics canadiens, on verra qu'en général ils sont supérieurs à la moyenne canadienne d'environ 35 %, ce qui est dû à deux raisons :

* la composition des sources de la génération;

* les coûts directs.

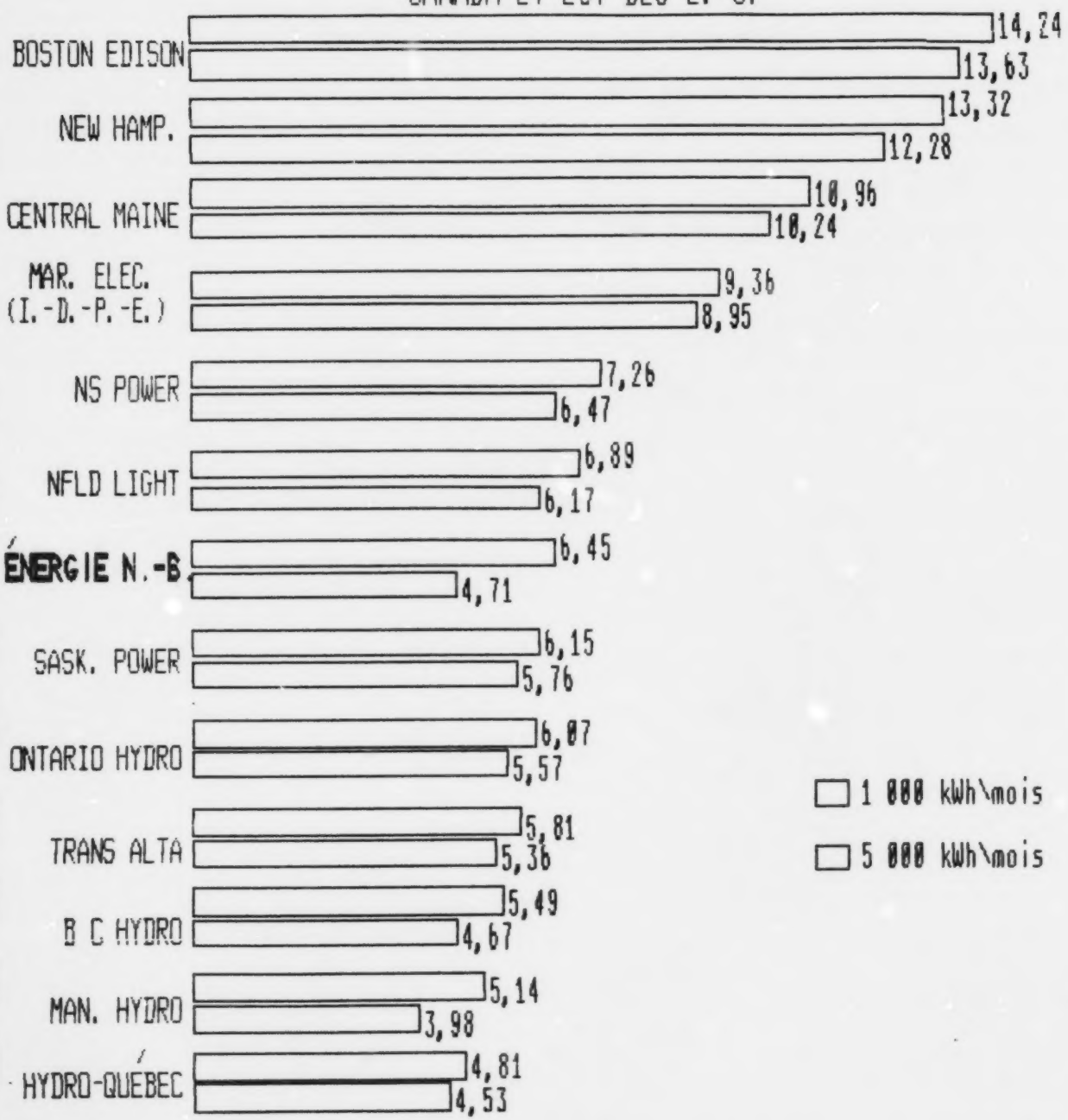
Le Nouveau-Brunswick ne dispose pas d'abondantes ressources énergétiques par comparaison avec d'autres provinces, celles qui se trouvent à l'ouest notamment. Énergie N.-B. doit employer une combinaison de ressources énergétiques, à savoir l'énergie hydraulique, l'énergie nucléaire et l'énergie thermique. Chaque type de source de génération a une structure de coût différente; il faut s'en souvenir quand on compare les tarifs en différents endroits du Canada.

Les tableaux VI, VII et VIII montrent les tarifs d'Énergie N.-B. par comparaison avec ceux d'autres services d'électricité de Nouvelle-Angleterre et du Canada, pour les services domestique, général et industriel. Les tarifs d'Énergie N.-B. sont inférieurs à ceux du reste de la région de l'Atlantique pour toutes les catégories d'abonnés, mais ils sont supérieurs à ceux des services d'électricité du centre et de l'ouest du Canada, par suite de la composition de la génération et des coûts des combustibles.

De façon générale, l'énergie hydraulique est celle dont le coût est le plus bas pour la production d'électricité; elle est suivie de l'énergie nucléaire et finalement de l'énergie thermique. Le tableau IX montre la composition de la génération pour différents services d'électricité à travers le Canada. Il faut noter que même si l'on tient compte des achats faits à Hydro-Québec, Énergie N.-B. est l'un des services d'électricité canadiens qui dépendent le plus de centrales thermiques alimentées au mazout.

Le tableau X compare les coûts directs pour Énergie N.-B., par source de production, pour les sept mois terminés le 31 octobre 1987. Comme on peut le voir d'après ce tableau, le coût de l'énergie thermique est plus du double, par kWh, de celui de tout genre d'énergie comparable, surtout à cause du coût du combustible, alors que l'énergie hydraulique est celle qui coûte le moins cher. Cette différence dans les coûts explique pourquoi les tarifs d'Énergie N.-B. sont plus élevés que ceux des services d'électricité à l'ouest du Nouveau-Brunswick.

TABLEAU VI
COMPARAISON DES TAUX DOMESTIQUES (cents\kWh)*
CANADA ET EST DES É.-U.



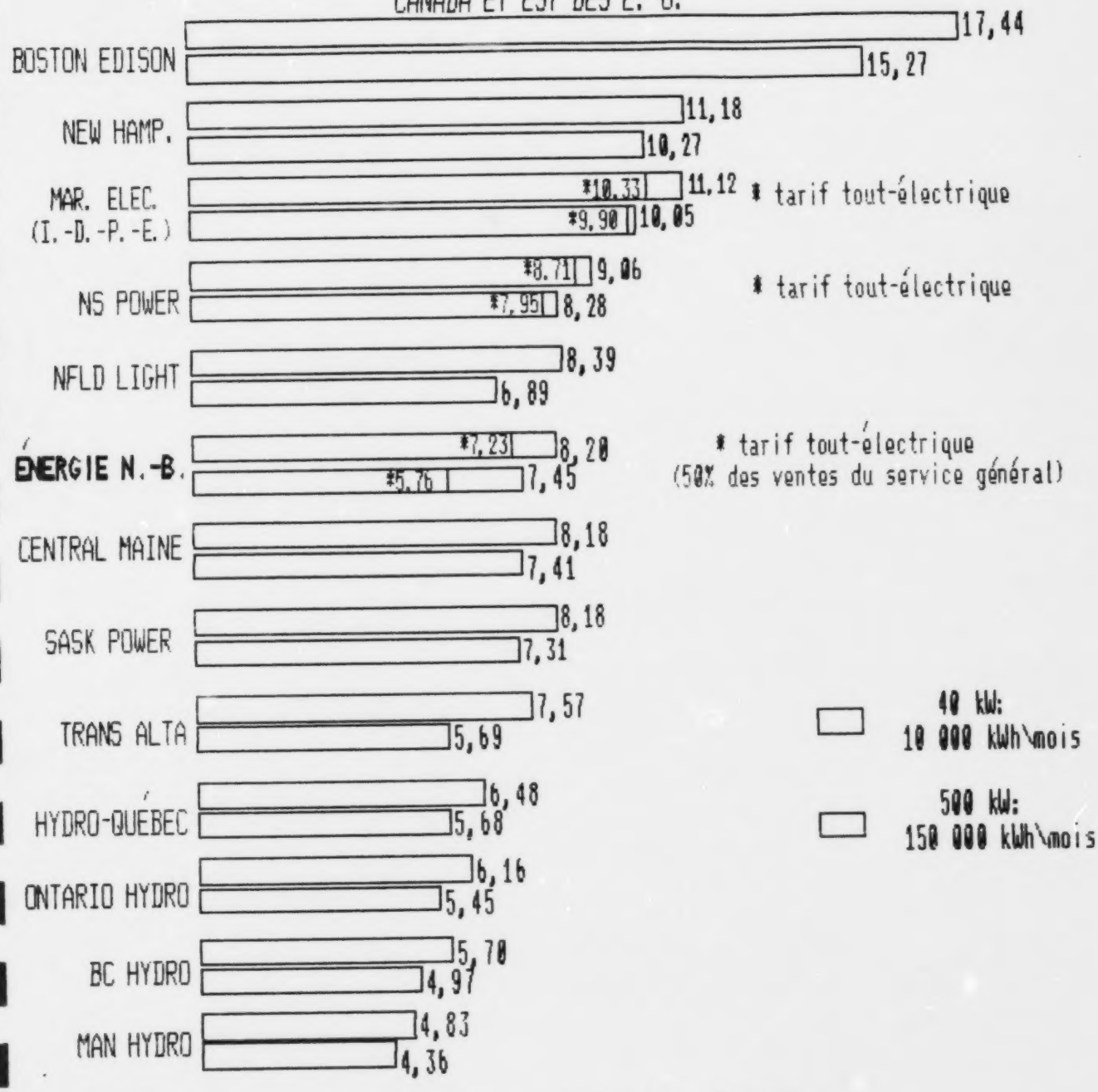
* Coût final pour le consommateur en devises canadiennes:
1 $ É.-U. = 1,30 $ can.

OCT 1987

TABLEAU VII

COMPARAISON DES TARIFS DU SERVICE GÉNÉRAL (cents\kWh) (¥)

CANADA ET EST DES É.-U.



(¥) Coût final pour le consommateur en devises canadiennes:

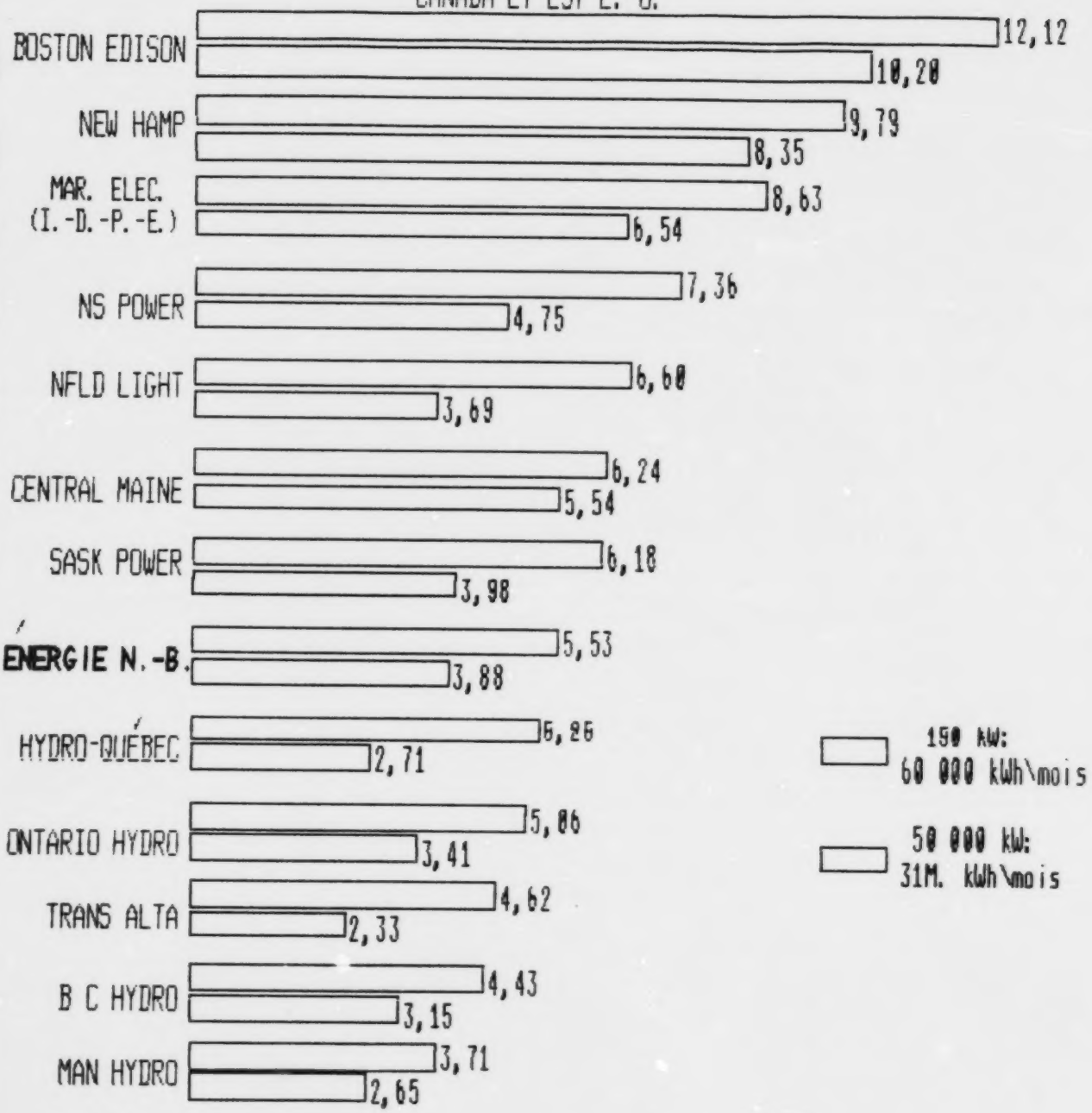
1 $ É.-U. = 1,30 $ can.

OCT 1987

TABLEAU VIII

COMPARAISON DES TARIFS INDUSTRIELS (cents\kWh)*

CANADA ET EST É.-U.



* Coût final pour le consommateur en devises canadiennes:

1 $ É.-U. = 1,30 $ can.

OCT 1987

TABLEAU IX

COMPOSITION DES SOURCES DE PRODUCTION DES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ CANADIENS

	Hydraulique	Nucléaire	Thermique		Achats
			Mazout	Charbon	
Maritime Electric				23 %	77 %
Terre-Neuve (1986)	74 %		25 %		1 %
Nouvelle-Écosse (1986)	12 %		8 %	71 %	8 %
Nouveau-Brunswick (1986-1987)	15 %	30 %	15 %	5 %	35 %
Québec	97 %	3 %			
Ontario	30 %	46 %		19 %	5 %
Manitoba (1986)	99 %			1 %	
Saskatchewan (1986)	32 %			68 %	
Colombie-Britannique (1986)	99 %				1 %
Trans Alta	4 %			95 %	

TABLEAU X

ÉNERGIE N.-B.

FRAIS DIRECTS ENGAGÉS

POUR LES SEPT MOIS TERMINÉS LE 31 OCTOBRE 1987

Cents kWh

Source de génération	Combustible	Centrale	Amortissement	Total
Hydraulique	--	0,4	0,1	0,5
Nucléaire	0,4	0,9	0,7	2,0
Thermique	3,1	1,4	0,5	5,0
Électricité achetée				2,3
COÛT MOYEN / KWH				2,5

B. COÛTS

Le tableau XI montre le coût unitaire par kWh, tous frais compris. On peut voir clairement d'après ce tableau que les frais engagés par Énergie N.-B. pour produire un kWh d'électricité sont considérablement plus élevés que le coût composite canadien. Cette différence est due principalement au prix du combustible. Entre 1977 et 1984, Énergie N.-B. a été entièrement soumise aux augmentations du prix du pétrole, surtout après l'addition de la centrale de Coleson Cove au réseau en 1977. Les autres services d'électricité canadiens ayant surtout des centrales à combustibles fossiles, en Ontario, Saskatchewan et Alberta, employaient du charbon, dont le prix est moins élevé. Le tableau XII le montre clairement. Si l'on soustrait le coût du combustible de l'équation, les coûts d'Énergie N.-B. se comparent favorablement au coût composite canadien.

Par ailleurs, le tableau XIII compare le prix du combustible entre le chiffre composite canadien et celui d'Énergie N.-B. Le chiffre composite comprend le coût de la génération hydraulique, ce qui donne un chiffre plus bas. Si l'on compare seulement les coûts unitaires de la génération utilisant des combustibles fossiles, comme dans le tableau XIV, Énergie N.-B. est bien au-dessus du chiffre composite canadien. Le coût unitaire composite est fondé sur la production des grosses centrales d'Ontario Hydro, qui sont alimentées au charbon amené par trains et sur celles de la Saskatchewan et de l'Alberta qui se trouvent tout près des mines. Par contre, Énergie N.-B. dépend du pétrole importé. Quand les prix du pétrole ont commencé à baisser, les coûts de l'électricité d'Énergie N.-B. produite avec des combustibles fossiles ont commencé à se rapprocher du coût composite canadien.

C. PRODUCTIVITÉ

Le tableau XV montre la productivité des employés, mesurée en production d'énergie électrique par employé. Depuis 1983, le taux de productivité d'Énergie N.-B. est comparable au taux composite canadien. La productivité d'Énergie N.-B. a augmenté avec l'addition de la centrale de Point Lepreau qui a accru la capacité de production tout en gardant le nombre des employés constant, comme le montre le tableau XVI. Même après l'addition de capacité de production entre 1977 et 1987, le nombre des employés d'Énergie N.-B. n'a pas beaucoup augmenté. C'est ce qui prouve l'augmentation de la productivité en 1983. Énergie N.-B. est maintenant légèrement au-dessus du chiffre composite canadien.

TABLEAU XI

COÛT DE PRODUCTION UNITAIRE

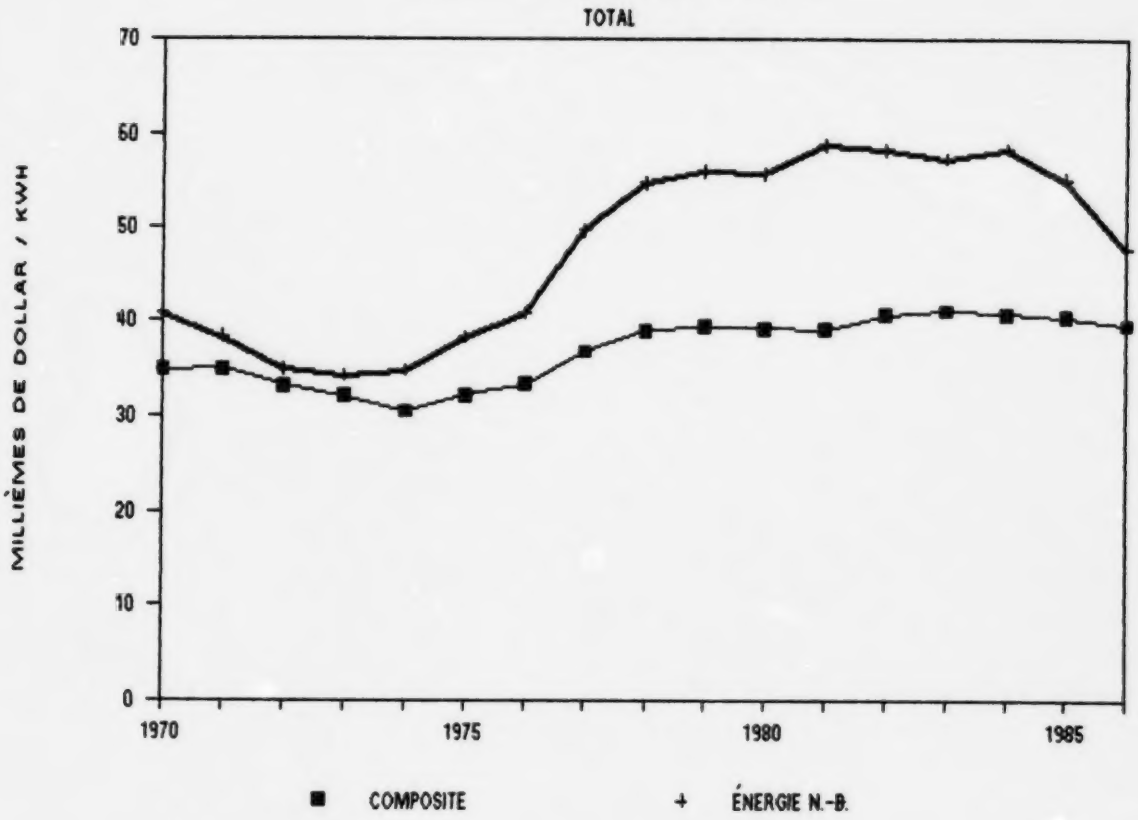


TABLEAU XII

COÛT DE PRODUCTION UNITAIRE

MOINS LE COMBUSTIBLE

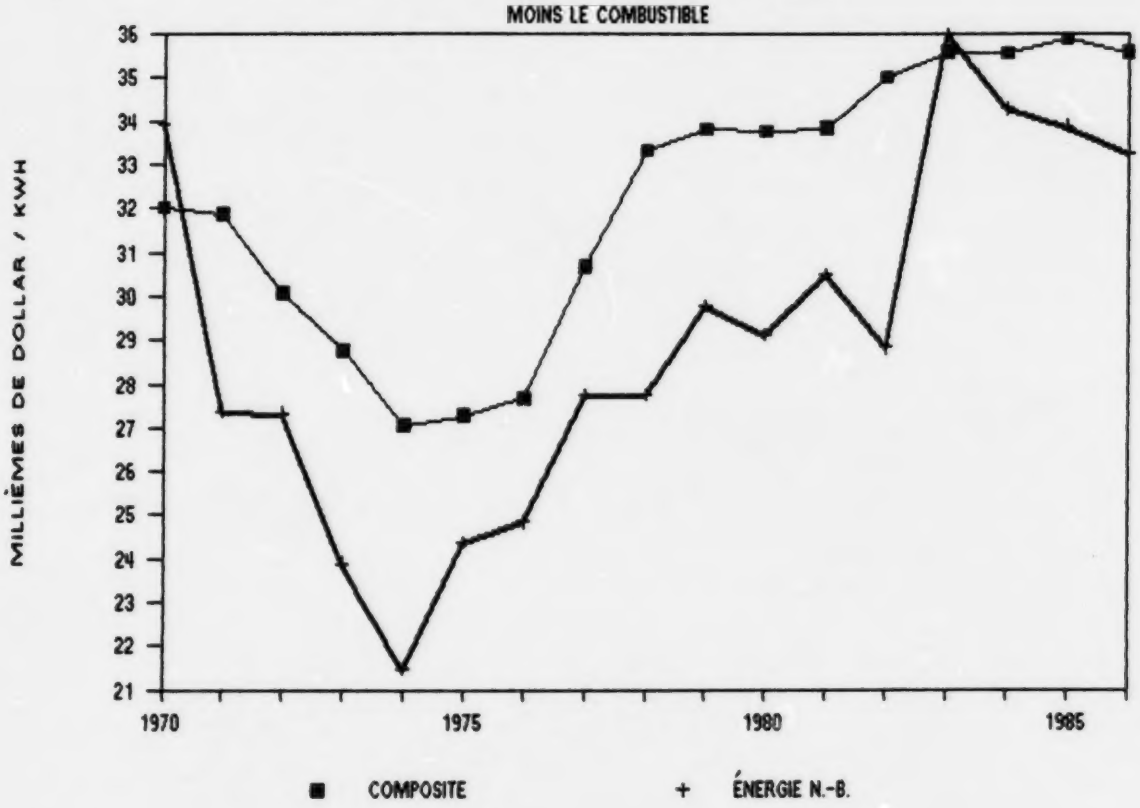


TABLEAU XIII

COÛT DE PRODUCTION UNITAIRE

COMBUSTIBLE

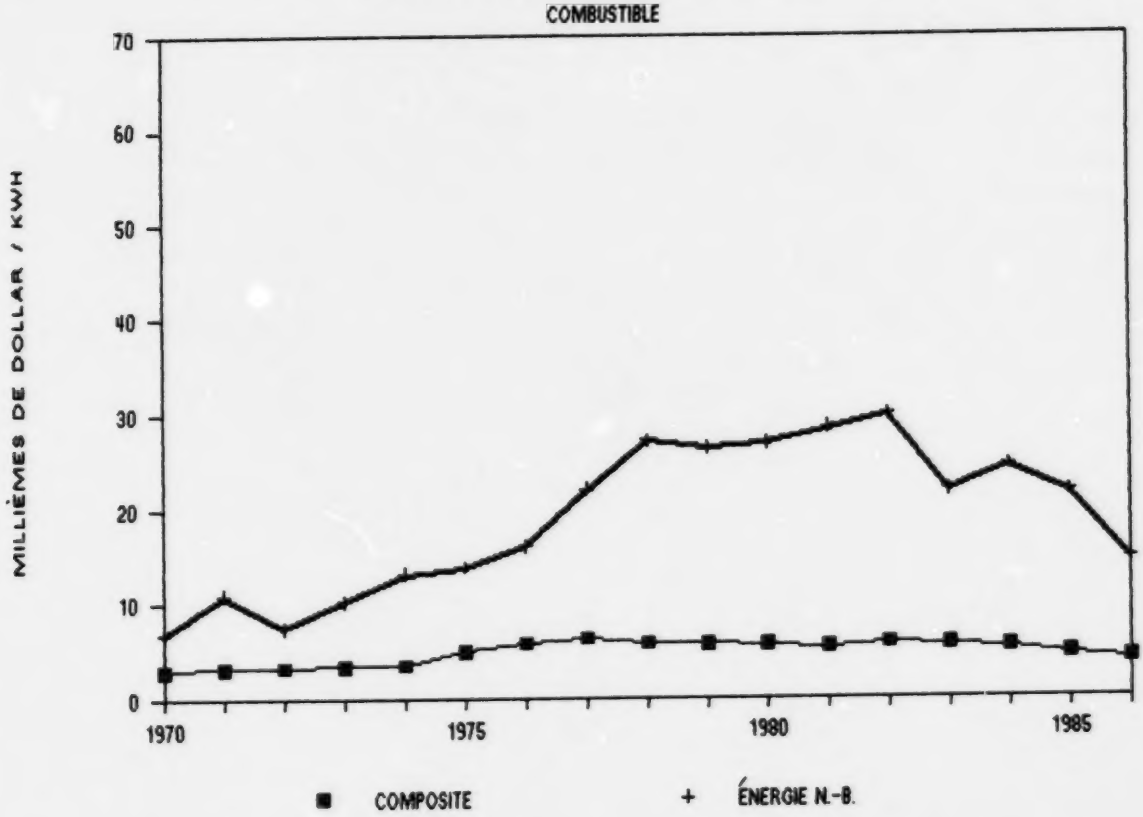


TABLEAU XIV

COÛT DE PRODUCTION UNITAIRE

AVEC COMBUSTIBLES FOSSILES

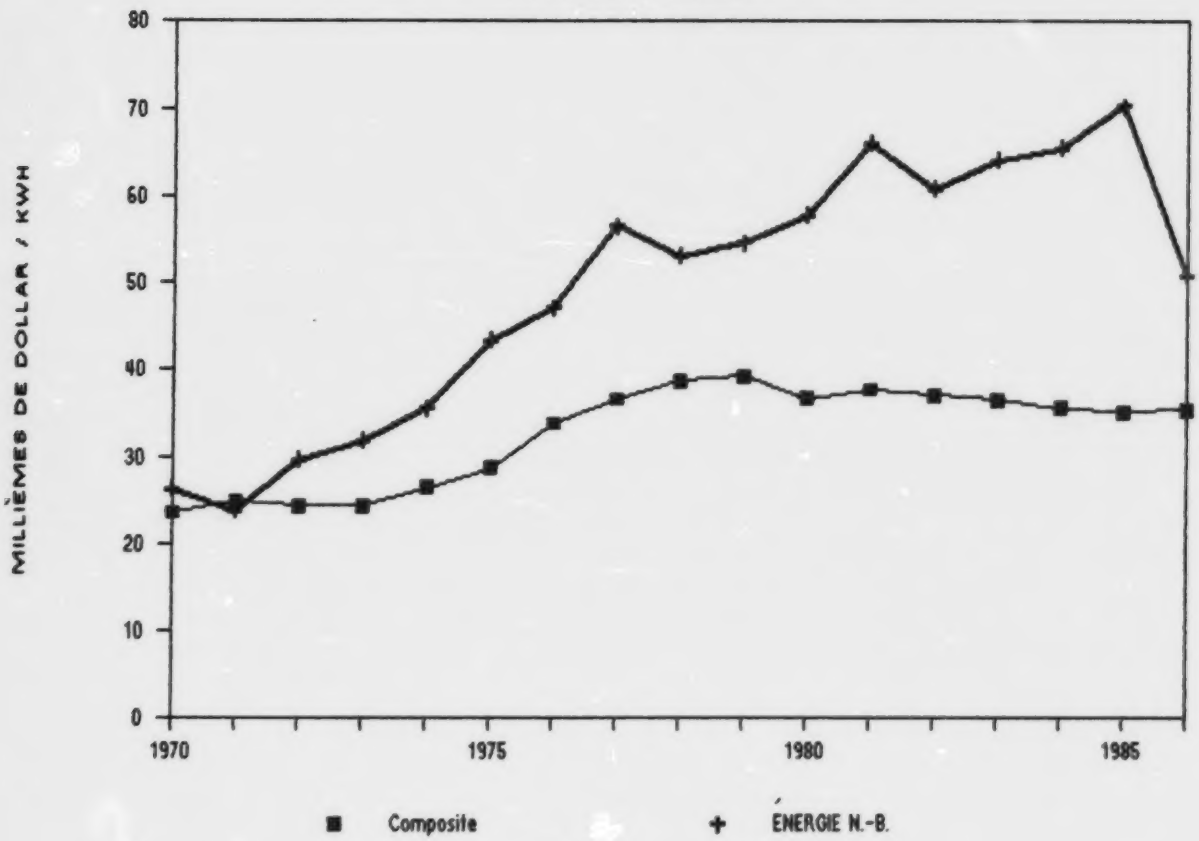
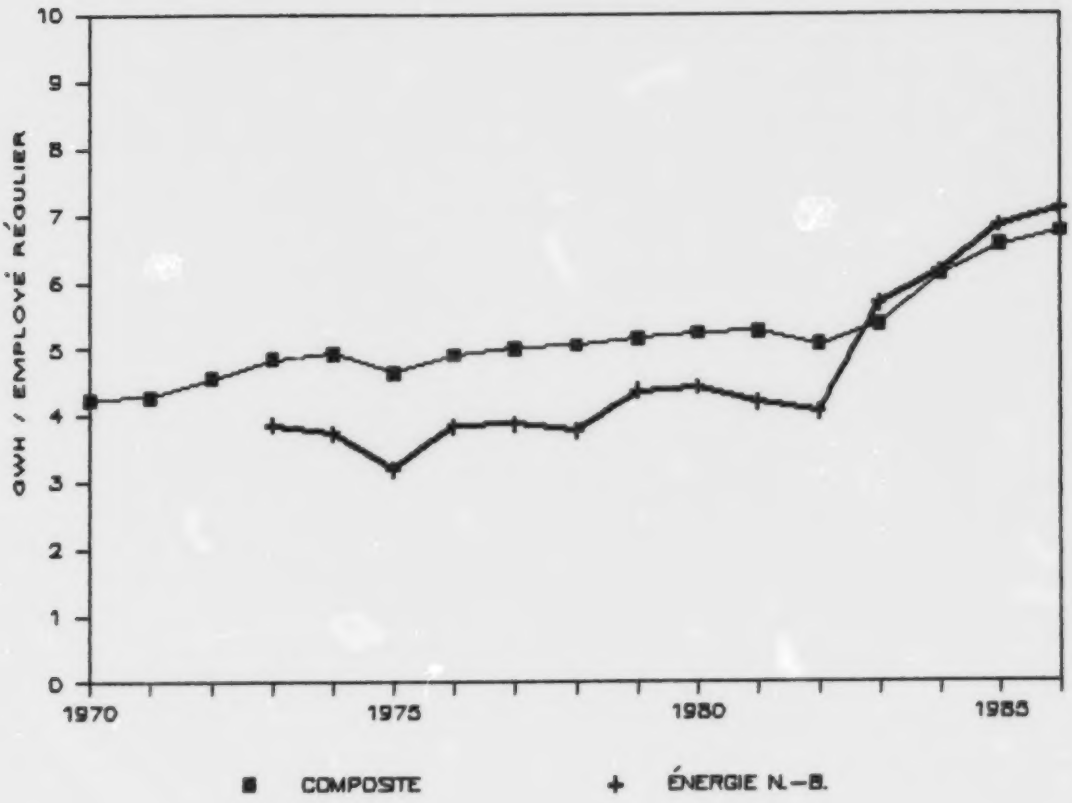


TABLEAU XV

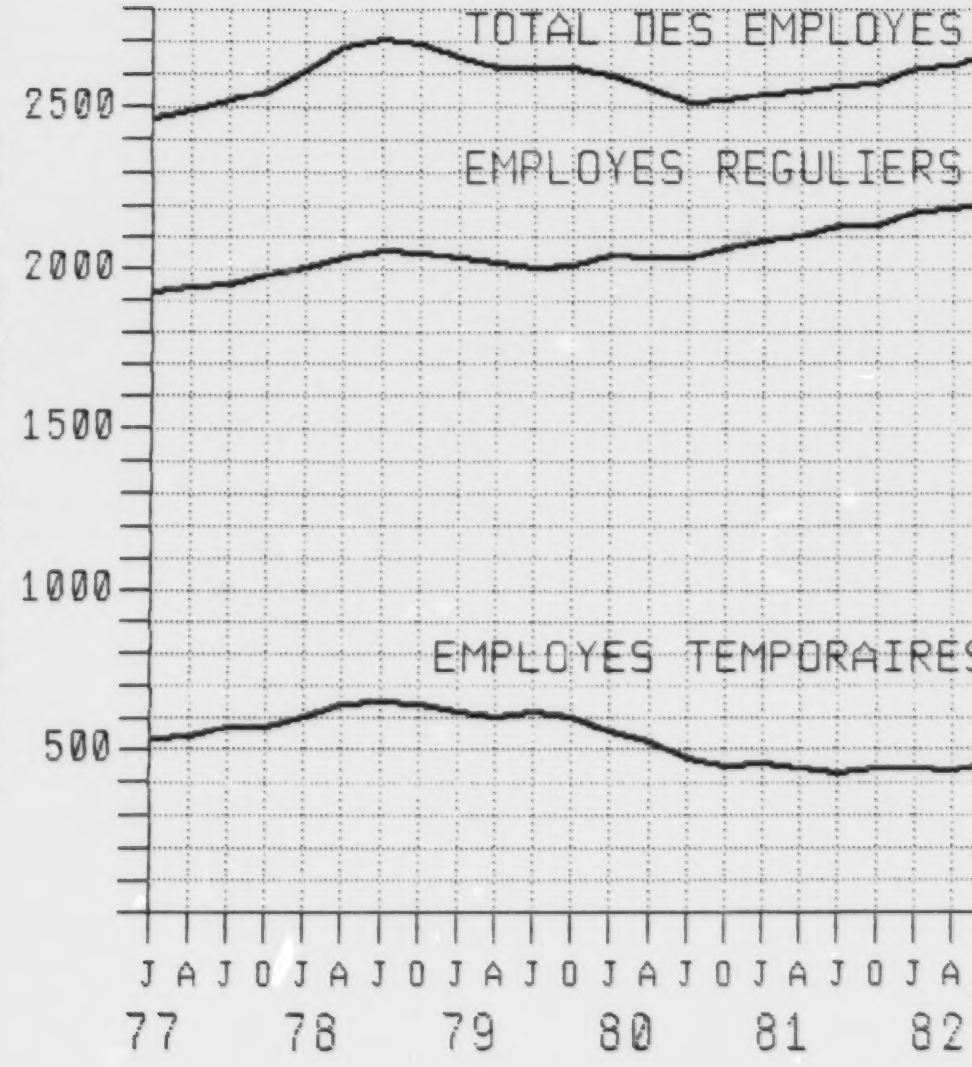
PRODUCTIVITÉ DES EMPLOYÉS



TABLEA

Apercu des ress

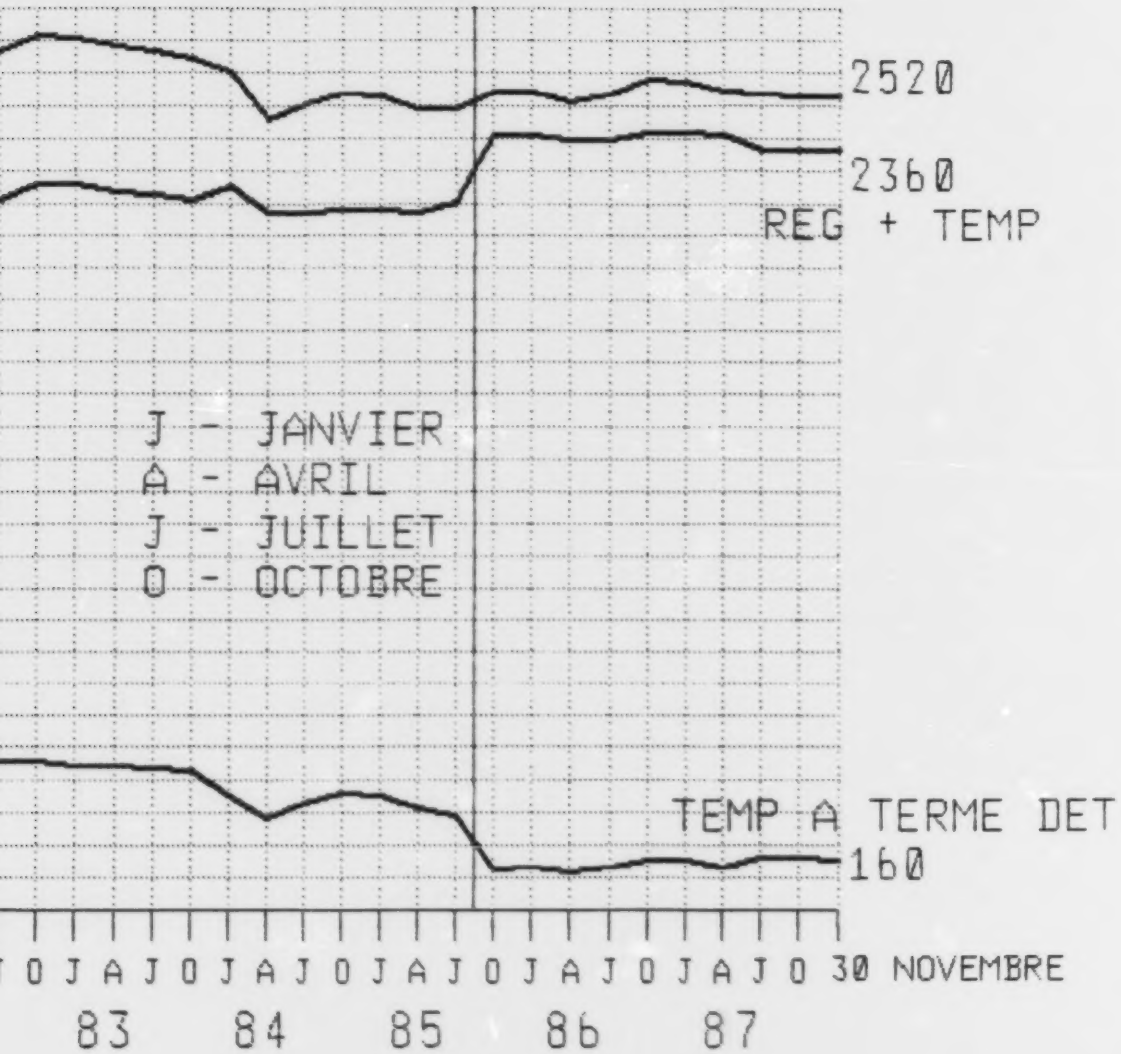
1977



XVI

ources humaines

- 1987



D. PROFITS

De façon générale, les services d'électricité canadiens essaient de fournir de l'électricité à bas prix tout en couvrant tous leurs frais. Étant donné que la majorité des services d'électricité canadiens appartiennent à l'état, ils ne recherchent pas le profit maximal. La mesure clé des résultats financiers des services publics est la couverture des intérêts. Ce taux, qui indique la capacité de l'entreprise de payer ses intérêts, est calculé en additionnant le bénéfice net aux frais d'intérêt bruts et en divisant cette somme par l'intérêt brut. Nous avons exclu Trans Alta de la comparaison parce qu'il s'agit d'une compagnie privée qui a une couverture des intérêts plus élevée grâce à un financement par actions substantiel.

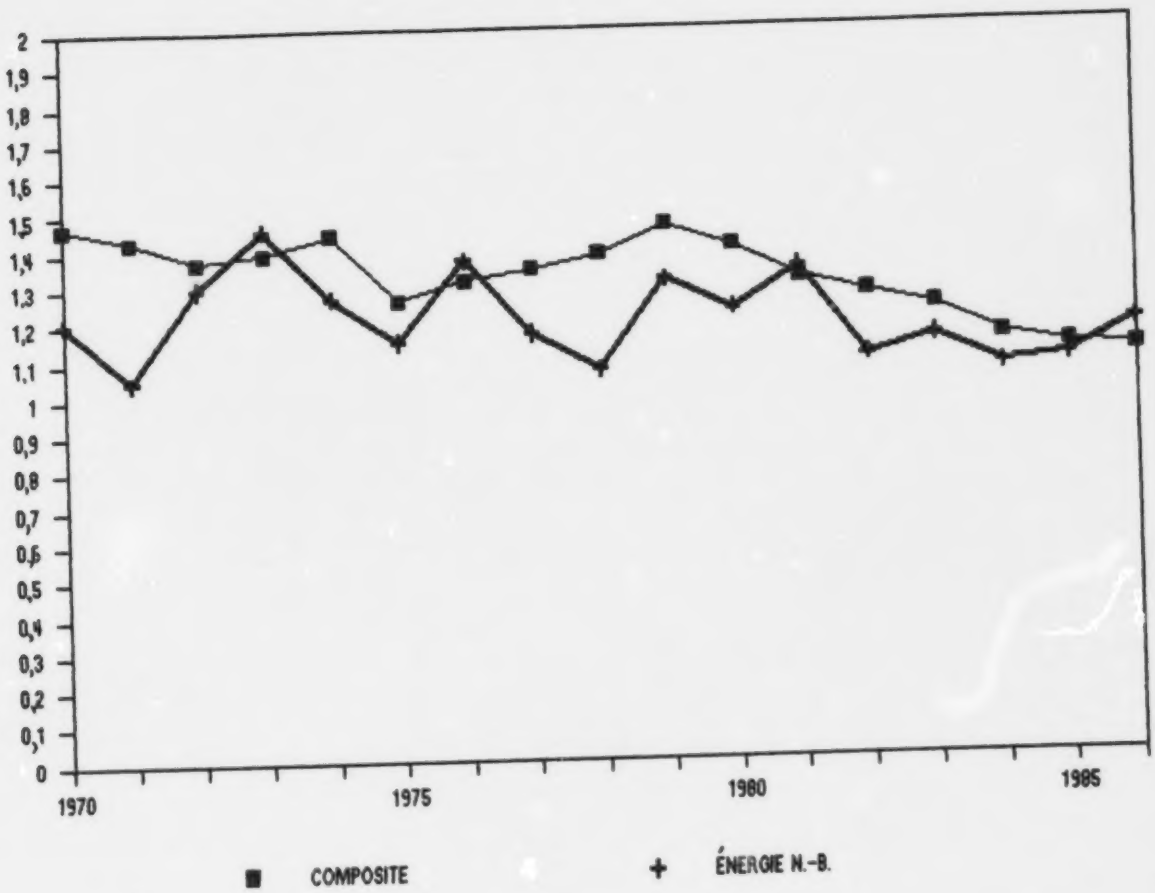
La table suivante montre la couverture des intérêts bruts des diverses entreprises de services publics d'électricité du Canada pour les cinq dernières années et la dernière année pour laquelle les les chiffres peuvent être obtenus.

	Moyenne quinquénale	Dernière année
Hydro-Québec	1,28	1,09
Ontario Hydro	1,23	1,14
Terre Neuve et Labrador	1,16	1,15
Énergie N.-B.	1,08	1,09
B.C. Hydro	1,04	1,01
Saskatchewan Power	,99	1,00
Manitoba Hydro	,99	1,09
N.S. Power	1,00	,92

En dépit d'une structure tarifaire plus élevée, Énergie N.B. se trouve dans la moyenne des taux de couverture. Le tableau XVII montre les couvertures des intérêts pour Énergie N.-B., par comparaison avec les autres services publics d'électricité du Canada.

TABLEAU XVII

COUVERTURE DES INTÉRÊTS



On peut noter que de 1970 à 1985, Énergie N.-B. s'est généralement située au-dessous du taux composite, sauf dans les années précédant immédiatement l'achèvement de gros projets, où des efforts étaient faits pour accroître l'avoir propre. Ces dernières années, les principaux services d'électricité ont fait l'objet de pressions les incitant à réduire leur bénéfice net. De ce fait, le taux composite de couverture des intérêts a diminué.

E. QUALITÉ DES SERVICES

Énergie N.-B. a établi des indicateurs de la qualité des services qui sont attentivement observés dans toute l'entreprise. Actuellement, Énergie N.-B. informatise son système de commandes de travail pour le secteur de la distribution.

Une fois ce projet terminé, elle pourra déterminer la qualité du service au niveau des bureaux de district plutôt que pour l'ensemble de l'entreprise.

Le tableau XVIII ci-dessous montre les normes de service établies par Énergie N.-B. et les résultats obtenus par rapport aux normes. Dans tous les cas, Énergie N.-B. a eu des résultats supérieurs aux normes. Nous n'avons pas établi si ces normes se comparaient favorablement aux résultats d'autres services publics d'électricité canadiens ou si, compte tenu des résultats obtenus, les normes devraient être augmentées.

TABLEAU XVIII

QUALITE DU SERVICE

	Normes Jours de travail	Rendement Moyenne en 1986
Lignes nouvelles	15	8
Prolongements de lignes	60	27
Rebranchements	3	1,5
Débranchements	5	3

La fiabilité du réseau pour 1986 a été de 0,999631. Ce chiffre se compare favorablement à la moyenne canadienne qui est légèrement inférieure à ce niveau. En moyenne, chaque consommateur a subi 2,82 coupures pour un total de 3,08 heures. Ce chiffre inclut les coupures prévues et non prévues.

F. CONCLUSION

Dans cette partie de notre rapport nous avons examiné les résultats obtenus par Énergie N.-B. dans des secteurs clés. Voici nos principales constatations et conclusions :

* les tarifs et les coûts d'Énergie N.-B. sont plus élevés que la moyenne canadienne par suite du prix plus élevé que cette entreprise doit payer pour son combustible;

* en dépit d'une structure tarifaire plus élevée que la moyenne canadienne, Énergie N.-B. a une couverture des intérêts moyenne. Avec la structure de coût actuelle, il faudrait augmenter les tarifs pour atteindre la cible fixée pour la couverture des intérêts, qui est de 1,25;

* une fois que le système de commandes de travail informatisé sera mis en place pour la distribution, les normes de qualité du service devraient être révisées et peut-être portées à un niveau représentant un plus grand défi.

VI. OBLIGATION DE RENDRE DES COMPTES

Dans cette partie de notre rapport, nous exposons et nous analysons le modèle de compte rendu des responsabilités actuellement suivi pour Énergie N.-B. Nous examinons aussi deux modèles de réglementation et les possibilités qui s'offrent au gouvernement pour la réglementation d'Énergie N.-B.

A. RESPONSABILITÉS

Le tableau XIX montre le modèle des échelons de responsabilités suivi par Énergie N.-B. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick rend compte de ses responsabilités au cabinet suivant trois processus clés :

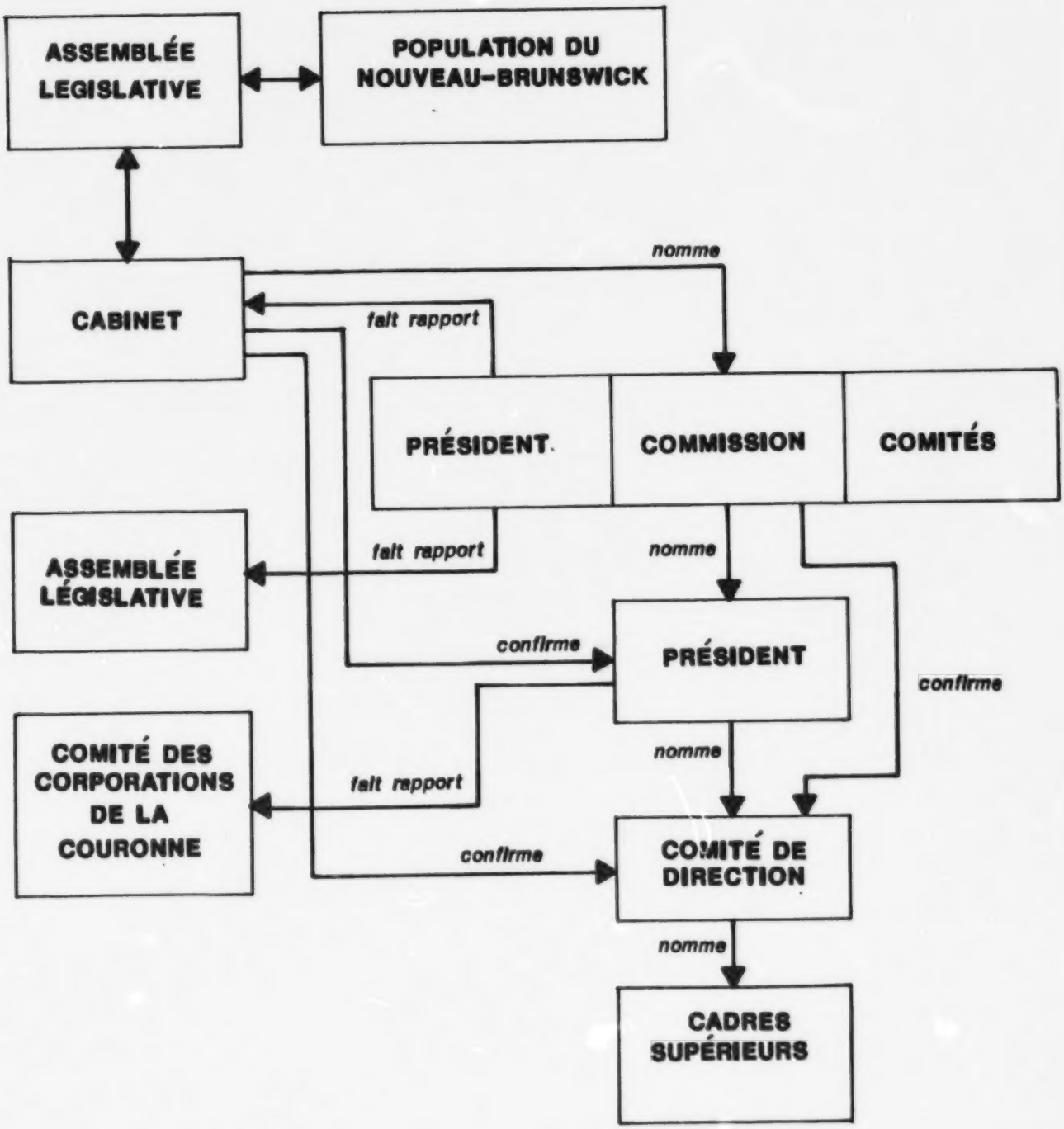
* La Loi sur l'énergie électrique prévoit que le cabinet doit approuver certaines décisions importantes prises par la Commission. Des précédents montrent aussi que les augmentations de tarifs et les projets de construction rentrent dans cette catégorie;

* le président de la Commission est aussi membre du cabinet et fait des rapports réguliers au cabinet sur les affaires de la Commission;

* le cabinet a le pouvoir de démettre et de nommer les membres de la Commission et d'approuver également toutes les nominations à la direction d'Énergie N.-B.

Le président fait également un rapport au Comité des corporationsde la Couronne de l'Assemblée législative; donc, Énergie N.-B. rend des comptes à la population du Nouveau-Brunswick par l'entremise de l'Assemblée législative (Tableau XIX).

TABLEAU XIX


ASSEMBLÉE LEGISLATIVE
POPULATION DU NOUVEAU-BRUNSWICK
CABINET
nomme
fait rapport
PRÉSIDENT
COMMISSION
COMITÉS
ASSEMBLÉE LÉGISLATIVE
fait rapport
nomme
confirme
PRÉSIDENT
confirme
COMITÉ DES CORPORATIONS DE LA COURONNE
nomme
fait rapport
confirme
COMITÉ DE DIRECTION
nomme
CADRES SUPÉRIEURS

La principale lacune de ce processus est qu'il n'existe pas de lien direct entre les consommateurs du service et l'entreprise fournissant le service. Les demandes de diminution des tarifs, de renseignements ou d'amélioration des services doivent théoriquement passer par l'Assemblée législative ou par le cabinet. Quoiqu'il existe d'autres moyens de procéder, tels que le recours à l'Ombudsman, ils sont secondaires par rapport à l'Assemblée législative et au cabinet.

Un des moyens d'établir un lien entre l'entreprise de service public et le consommateur consiste à créer un organisme de réglementation. Cet organisme serait pour les consommateurs un instrument qui leur permettrait d'exprimer leurs problèmes concernant le service public. Cependant, la réglementation coûte cher. La Saskatchewan offre un exemple extrême de réaction au coût de la réglementation. Cette province a récemment supprimé la Saskatchewan Public Utilities Review Commission parce que cet organisme lui coûtait trop cher. En comptant les honoraires des consultants externes, les coûts de cette commission étaient, en moyenne, de 5 à 6 millions $ par an. Les frais de Saskatchewan Power pour la réglementation des services d'électricité étaient de l'ordre de 2 millions $ par audience.

D'autres organismes de réglementation, en réponse aux coûts également, s'orientent vers une diminution de la réglementation. Conscients du fait que la réglementation peut coûter cher, mais qu'elle exerce une fonction essentielle,

l'ONE et le CRTC essaient de réduire certaines formes de réglementation. Ainsi, pour une des entreprises qu'il réglemente, l'ONE a récemment décidé de ne tenir une audience sur les tarifs que s'il reçoit une plainte. Auparavant, un changement de tarifs entraînait automatiquement une audience publique.

B. MODÈLES DE RÉGLEMENTATION

Dans les industries où une forte proportion de frais de production fixes mène au concept de monopole naturel, la réglementation tend à veiller à ce que les avantages apportés par l'existence d'un seul fournisseur profitent au consommateur. Cependant les organismes de réglementation ont adopté différentes approches pour essayer d'atteindre cet objectif.

i. Le modèle américain

Il semble que les services d'utilité publique des États-Unis, qui appartiennent à des compagnies privées, sont plus strictement réglementés que n'importe quel service d'utilité publique canadien.

Le modèle américain comprend les éléments suivants :

* une approche visant strictement un taux de rendement fondé sur les tarifs;

* un système uniforme de comptes, très détaillé, pour la classification des revenus, des coûts des services et

de la base de tarification, ainsi que pour la séparation des coûts et activités relevant d'autres sphères de compétence;

* une jurisprudence volumineuse (rassemblée dans le Public Utilities Reporter) sur la façon dont les systèmes de comptes uniformes et la terminologie ont été interprétés dans des causes spécifiques, avec des détails très précis;

* une approche très accusatoire, légaliste et coûteuse du point de vue de l'administration, avec des audiences publiques où les formalités de déposition des demandes d'augmentation des tarifs, d'enregistrement des questions et des témoignagnes sont strictement suivies;

* un haut degré de délégation de pouvoirs au personnel en certains cas (comme pour la Federal Energy Regulatory Commission) comportant :

  - la désignation d'un juge de droit administratif qui entend les témoins et fait ses recommendations à l'organisme de réglementation (en général, 90 % des recommandations sont approuvées);

  - un rôle actif pour le personnel, qui peut témoigner au cours des procédures et apporter des preuves directes, sous réserve de l'obligation ultérieure de s'abstenir de tout rôle consultatif auprès de la commission;

* pour les demandes relatives aux installations, les programmes de construction doivent être approuvés;

* la surveillance des activités, par le biais de rapports mensuels, trimestriels ou annuels, avec possibilité de rappel du service public si les circonstances changent;

* des vérifications de la gestion qui durent parfois un an ou plus, enquêtent sur les opérations, les systèmes de gestion ou d'exploitation et mènent généralement à des recommandations visant des réductions du coût du service ou de la base de tarification ou l'amélioration de la gestion.

De façon générale, le modèle américain est coûteux. Les organismes de réglementation aussi bien que les compagnies réglementées affectent des ressources considérables au processus de réglementation. De plus, la réglementation a diminué considérablement l'efficacité des services américains d'utilité publique par rapport aux services canadiens. En ne permettant pas de tenir compte dans le coût du service de ce qu'ils considèrent comme des dépenses de capital prudentes, les organismes de réglementation ont créé un milieu qui évite les risques d'investissement. Certaines entreprises américaines de services d'utilité publique ont conclu qu'il était plus avantageux pour leurs actionnaires de construire de petites centrales peu productives que de grosses centrales productives exigeant beaucoup de capitaux.

ii. Le modèle britannique

Le modèle américain se situe à un des extrêmes de la réglementation. Le modèle britannique évolue à l'autre extrême. Quand le Parlement a privatisé et réglementé la compagnie British Telecom, il a décrété que les tarifs ne pourraient être augmentés d'un pourcentage supérieur au taux d'inflation moins quelques points. Il a ensuite permis à la British Telecom de gérer et d'exploiter la compagnie sans grande intervention des responsables de la réglementation.

Les responsables de la réglementation réexaminent leur rôle et sont plus intéressés par les questions de qualité du service, de coût, de concurrence et de gestion. Il est fort possible qu'avec l'évolution de ce modèle, les responsables de la réglementation adoptent un rôle plus interventionniste.

iii. L'électricité canadienne

L'électricité est réglementée par les provinces et la plupart des services d'électricité sont des corporations appartenant à la province. Ontario Hydro et Hydro-Québec en sont des exemples.

Hydro-Québec est vraiment un instrument de politique publique et même si cette société a son propre conseil d'administration et émet ses propres emprunts, elle suit les directives ministérielles et, à toutes fins pratiques, elle n'est pas soumise à une réglementation. Il semble qu'il ne soit arrivé qu'une seule fois récemment, que le cabinet ordonne à Hydro Québec de ne pas procéder à l'augmentation de tarifs proposée.

Ontario Hydro est aussi un instrument de politique publique, possède son propre conseil d'administration et sa propre dette, et est assujetti aux directives ministérielles. Néanmoins, les augmentations de tarifs qu/il demande font l'objet d'audiences publiques complètes devant la Commission de l'énergie de l'Ontario qui a le mandat d'entendre les témoignages et de faire des recommandations au conseil d'administration d'Hydro-Ontario. Hydro-Ontario ne suit pas l'approche du taux de rendement fixé en fonction des tarifs pour les raisons suivantes :

a) sa dette est garantie par le gouvernement;
b) il a de nombreuses responsabilités non productrices de revenus;
c) il institue lui-même des réglements et des normes.

Le rendement est fixé en tenant compte surtout de deux critères :

* le maintien d'un ratio d'endettement déterminé;

* le recouvrement de tous les coûts des services plus les intérêts, suivant un taux défini de couverture des intérêts.

L'objectif visé est d'assurer à Hydro-Ontario une marge d'autofinancement suffisante pour couvrir ses dettes sans diminuer sa cote de crédit ni celle de la province. De longues audiences sont tenues pour examiner les coûts et les tarifs des ventes de gros, ainsi que la pertinence des ratios financiers et la façon dont ils sont fixés par l'entreprise.

Néanmoins, les responsables de la réglementation n'examinent pas les programmes de construction. La Loi sur la société provinciale de l'électricité, de l'Ontario, donne cette responsabilité au cabinet. En conséquence, la Commission de l'énergie de l'Ontario n'effectue pas d'autre examen.

C. GENRES DE RÉGLEMENTATION POSSIBLES

Diverses possibilités s'offrent au gouvernement pour la réglementation d'Énergie N.-B. Il devra déterminer les points suivants en fonction de celle qu'il choisira :

* si l'organisme de réglementation va jouer un rôle interventionniste actif dans les services d'électricité, comme dans le modèle américain;

* le coût de la réglementation pour la province.

Pour l'établissement d'un organisme de réglementation, le gouvernement doit prendre cinq décisions clés :

* quand tenir des audiences publiques sur les tarifs;

* le moment opportun pour l'augmentation des tarifs;

* l'étendue de la réglementation;

* les pouvoirs de décisions de l'organisme de réglementation;

* les pouvoirs de vérification de l'organisme de réglementation.

Nous allons examiner plus en détail chacune de ces cinq questions.

i. Quand tenir des audiences publiques

Les responsables de la réglementation devront approuver ou définir les questions financières qui seront comprises dans la réglementation des services d'electricité, y compris les cibles de couverture des intérêts et les ratios d'endettement. Une fois que le cadre financier de la réglementation sera établi, le gouvernement devra décider quand tenir les audiences sur les tarifs. Il peut choisir entre les solutions suivantes :

* faire remettre au cabinet toutes les demandes de changement des tarifs. Le cabinet décidera alors s'il autorisera l'augmentation des tarifs ou s'il renverra la question à l'organisme de réglementation qui tiendra une audience publique;

* convoquer automatiquement une audience publique quand les services d'électricité désirent augmenter les tarifs. C'est le processus suivi en Ontario; il est coûteux et nécessite des intervenants qui aient la bonne volonté et les capacités nécessaires pour présenter une réclamation pour ou contre la demande;

* ne tenir une audience sur les tarifs que s'il y a eu une réclamation et qu'un intervenant est prêt à présenter une plainte contre l'augmentation des tarifs, comme c'est le cas au Manitoba;

* établir un mécanisme similaire à la nomination d'un juge de droit administratif (fonctionnaire), comme dans le modèle américain, où toutes les parties intéressées peuvent essayer de négocier leurs différents et d'en arriver à une entente devant ce fonctionnaire avant la tenue d'une audience publique. Les recommandations faites par ce fonctionnaire seraient alors examinées en audience publique;

* tenir une audience publique si la qualité du service, les augmentations de tarifs ou les ratios financiers tels que la couverture des intérêts de la dette ou le ratio d'endettement dépassent un certain seuil (c.-à-d. si l'augmentation des tarifs est supérieure au taux d'inflation plus ou moins les quelques centièmes fixés).

La tenue des audiences publiques coûte cher et repose sur la présence d'intervenants. Toute réduction du nombre d'audiences sur les tarifs réduira les coûts de la réglementation. Certains responsables de la réglementation s'orientent vers le modèle préconisant la tenue d'audiences sur les tarifs dans les seuls cas où une plainte a été reçue. D'autres vont même plus loin,en établissant des procédures de règlement des contestations plutôt que des audiences formelles.

ii. <u>Moment opportun pour les augmentations de tarifs</u>

Les solutions qui s'offrent au gouvernement sont les suivantes :

* permettre que les changements de tarifs entrent en vigueur dès que les services d'électricité les ont annoncés;

* ne permettre l'entrée en vigueur des changements de tarifs qu'après un examen de réglementation qui a établi que ces changements étaient dans l'intérêt public.

La première solution donne davantage de latitude à l'entreprise pour planifier les revenus dont elle a besoin. Il arrive souvent que, du point de vue de l'entreprise de service public, la réglementation ait des effets imprévisibles. L'environnement dans lequel les entreprises de service public fonctionnent peut changer rapidement et le retard dû à la réglementation (le temps écoulé entre le moment où la demande de changement des tarifs est faite et celui où le changement est autorisé) peut empêcher une entreprise de profiter de ce changement. Le retard dû à la réglementation est aussi un gros souci pour les prêteurs et les organismes d'évaluation du crédit et il peut avoir une influence négative sur la cote de crédit.

Si la première solution prévaut, les responsables de la réglementation devraient se réserver le droit de rejeter ultérieurement le changement de tarifs. Ils devraient pouvoir ordonner le remboursement aux consommateurs des augmentations déjà perçues.

iii. <u>Étendue de la réglementation</u>

Les solutions suivantes s'offrent au gouvernement :

* ne faire d'examen de réglementation que pour les niveaux de service et les tarifs touchant les abonnés provinciaux.

* soumettre toutes les activités de l'entreprise de service public à l'examen de réglementation, y compris les achats et ventes d'électricité conclus avec d'autres entreprises de service public.

Étant donné les complexités de la négociation des ententes avec les autres entreprises de service public, il se peut que des renseignements dévoilés au cours d'une audience publique nuisent à Énergie N.-B. dans des négociations ultérieures. De même, le retard dû à la réglementation peut empêcher la direction de réagir à des changements de circonstances si elle ne dispose pas d'une entière liberté de négociation.

En plus de décider si les exportations et les importations seront exclues de la portée de l'examen, le gouvernement doit établir s'il va ou non :

* soumettre toutes les activités des entreprises de service public à l'examen et à l'approbation de l'organisme de réglementation; ou

* en exclure certaines activités, telles que la construction et le financement.

Si les activités de construction et de financement sont exclues de l'examen et de l'approbation, le processus de réglementation sera simplifié. Néanmoins, du fait que ces deux éléments ont un grand retentissement sur les tarifs, leur exclusion risque d'affaiblir beaucoup le processus de réglementation.

iv. Pouvoirs de décision de l'organisme de réglementation

Le gouvernement a le choix entre les solutions que voici :

* permettre à l'organisme de réglementation de prendre ses propres décisions, comme le CRTC et l'ONE.

* permettre à l'organisme de réglementation de faire des recommandations au cabinet (ou à la Commission) et donner au cabinet (ou à la Commission) le pouvoir de décision finale, comme au Manitoba (ou en Ontario).

Les modèles de l'ONE et du CRTC supposent que l'organisme de réglementation est indépendant du processus politique. Ces organismes de réglementation prennent leurs propres décisions en fonction de la preuve qui leur a été présentée. Dans ce modèle, la plupart des entreprises réglementées sont des corporations privées.

Dans le modèle adopté par la Commission de l'énergie de l'Ontario, les responsables de la réglementation présentent leurs recommandations au conseil d'administration d'Ontario Hydro sur les mesures à prendre, et la décision finale est prise par le conseil d'administration.

v. Pouvoirs de vérification de l'organisme de réglementation

Le gouvernement dispose du choix suivant :

* donner à l'organisme de réglementation le pouvoir de faire des vérifications des finances et de faire des vérifications des finances et de l'exploitation de l'entreprise, ainsi que le droit d'exiger n'importe quel renseignement; ou

* établir les renseignements que l'entreprise devra fournir à l'organisme de réglementation et ne pas donner de pouvoirs de vérification à cet organisme.

Le CRTC et l'ONE ont le droit de vérifier les rapports qu'ils reçoivent des entreprises réglementées. Il arrive que ces deux organismes effectuent des vérifications financières limitées des entreprises réglementées. Le modèle américain va beaucoup plus loin. Les organismes de réglementation effectuent des vérifications de la gestion et de l'exploitation des entreprises de service public. Ces vérifications donnent souvent lieu à des recommandations visant l'amélioration des structures et des systèmes de gestion ainsi que des réductions des coûts.

En plus de la question des pouvoirs de vérification, le gouvernement doit décider si l'organisme de réglementation aura le pouvoir d'appeler l'entreprise de service public à comparaître en audience publique. En certains cas, par suite des changements dans les circonstances, il est possible que des tarifs précédemment autorisés entraînent un ratio de couverture des intérêts ou un ratio d'endettement supérieurs à ce que l'entreprise ou les responsables de la réglementation avaient prévu. Dans un tel cas, il est peu probable qu'une entreprise de service public fasse une demande d'augmentation des tarifs. Pour pouvoir diminuer les tarifs, il faudra que l'organisme de réglementation ait le pouvoir d'appeler l'entreprise à comparaître en audience publique.

D. CONCLUSION

Le modèle actuel de compte rendu des responsabilités n'offre pas de voie de communication entre les consommateurs et l'entreprise de service public, en dehors du processus politique. La réglementation peut jouer un rôle de liaison et offrir un moyen d'expression permettant à ceux qui s'opposent aux changements des tarifs ou réclament des améliorations de la qualité des services de se faire entendre. Avant d'établir un organisme de réglementation, il faudrait faire une étude plus approfondie du cadre de réglementation approprié pour Énergie N.-B.

VII. PRINCIPAUX SECTEURS DE RISQUES

Dans cette partie de notre rapport nous traitons des principaux secteurs de risques auxquels Énergie N.-B. doit faire face :

* risques touchant les prévisions;
* risques relatifs au prix du pétrole;
* fluctuations des devises étrangères;
* arrêts des usines et des centrales;
* imprévus.

Comme prévu, nous avons exclu de notre examen les risques des exportations et des importations ainsi que l'effet du libre échange ou des réformes de l'ONE.

A. RISQUES TOUCHANT LES PRÉVISIONS

La prévision de la demande d'électricité est un élément critique de l'exploitation. Étant donné les gros montants de capitaux nécessaires dans cette industrie et la longue période requise pour la construction et la mise en exploitation d'une centrale, les prévisions sont d'une très grande importance. Si elles se révèlent erronées, des centrales représentant un gros coût en capital resteront inactives, ou la production sera insuffisante pour répondre aux besoins de la province. Les deux cas sont peu souhaitables.

Étant donné leur nature même, les prévisions sont des suppositions faites en fonction de l'expérience passée et

fondées sur de nombreuses variables. Les principaux facteurs qui influent sur l'exactitude des prévisions sont les suivants :

* la méthodologie des prévisions;

* les paramètres de départ (pétrole, population, emploi du bois, conservation);

* les interruptions dans l'industrie (grèves, fermetures d'usine) et les conditions atmosphériques inhabituelles;

Les prévisions de la demande comportent trois volets :

* la population et le nombre de ménages (service domestique);

* le secteur du service général;

* le secteur industriel (30 % de la demande totale d'électricité de la province vient de l'industrie des pâtes et papiers).

De ces trois composantes, c'est sur les prévisions du marché domestique qu'Énergie N.-B. concentre le plus d'efforts; viennent ensuite les prévisions de la demande du secteur industriel et enfin celles qui se rapportent au service général.

Énergie N.-B. a établi que le niveau d'activité de l'industrie des pâtes et papiers avait d'importantes répercussions sur les ventes d'électricité, non seulement pour le secteur industriel, mais aussi pour le secteur du service général et celui du service domestique. En dépit

de ce fait, les efforts de prévision portent surtout sur le secteur domestique. Étant donné que les ressources nécessaires pour les analyses prévisionnelles sont limitées, il serait bon de faire une redistribution de ces ressources de façon à analyser davantage les ventes futures dans le secteur industriel.

L'analyse du secteur industriel pourrait être étendue de bien des façons, en établissant un modèle économétrique de base de la demande industrielle d'électricité par exemple, et en faisant une analyse complémentaire des perspectives des produits industriels. Chacune de ces mesures pourrait améliorer l'exactitude des prévisions sur les ventes globales d'électricité au Nouveau-Brunswick.

Énergie N.-B. a essayé de prévoir les chiffres des ventes au secteur des pâtes et papiers en interrogeant les dirigeants des principales compagnies de cette industrie. Cette méthode ne s'est pas révélée exacte du fait, probablement, que les dirigeants n'avaient pas envie de dévoiler leurs plans (d'après Énergie N.-B.)

Le tableau XXI montre les prévisions de 1979 à 1987, ainsi que la consommation réelle d'électricité. Selon les prévisions de 1987, la capacité de production devra être accrue d'ici 1990; néanmoins, le plan de 1983 prévoyait pour 1992 un appel de puissance horaire maximal équivalent à celui qui a été atteint en 1986. Selon le plan de 1983, aucune nouvelle capacité de production ne serait nécessaire avant la fin des années 1990.

Le problème des prévisions de la demande est illustré par le fait que si les prévisions des taux de croissance annuelle s'écartent de 1 2 % de la réalité, l'effet cumulatif de cet écart est le suivant :

* 66 MW après cinq ans;

* 148 MW après dix ans;

* 250 MW après quinze ans. (La centrale de Dalhousie qui est alimentée au charbon à une puissance de 200 MW).

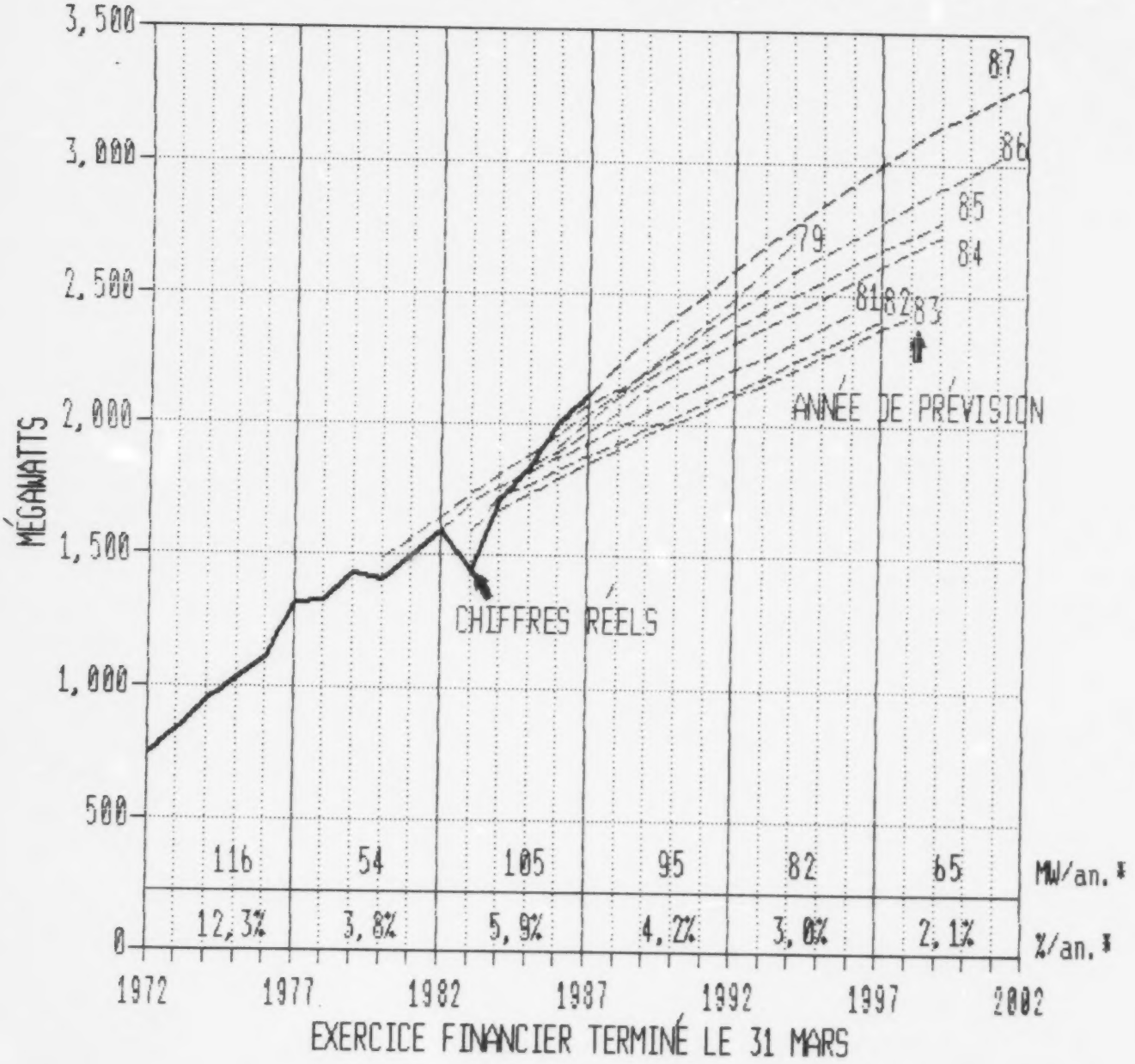
Le tableau XXII montre le rapport entre la demande et les ressources d'Énergie N.-B. selon les prévisions de 1987. La puissance manquante de 7MW prévue pour 1990, qui passera à 350 MW d'ici 1994, devrait être couverte par le nouveau contrat avec Hydro-Québec. En conséquence, il ne sera pas nécessaire d'avoir de nouvelles installations de production avant l'expiration du contrat en 1994.

B. EFFET DES PRIX DU PÉTROLE

Énergie N.-B. subit l'effet des prix du pétrole. Environ 47 % de la capacité de production actuelle dépend du pétrole. Néanmoins, il est rare qu'Énergie N.-B. produise à pleine capacité. Les centrales thermiques alimentées au mazout sont celles dont l'exploitation coûte le plus cher du point de vue du coût marginal et elles sont les premières arrêtées si la demande le permet ou s'il est possible d'acheter de l'électricité d'Hydro-Québec à un coût marginal moindre.

Pour analyser les changements dans le prix du pétrole, Énergie N.-B. utilise un modèle prévisionnel très raffiné appelé PROSTOR qui simule la production et les coûts pour divers extrants et intrants. Ce modèle reproduit le réseau d'Énergie N.-B., de même que le réseau d'interconnexions, pour établir les niveaux de production, d'achats et d'exportations en fonction des coûts marginaux.

TABLEAU XXI
APPEL MAXIMAL HORAIRE DE PUISSANCE (MW)
COMPARAISON DES PRÉVISIONS

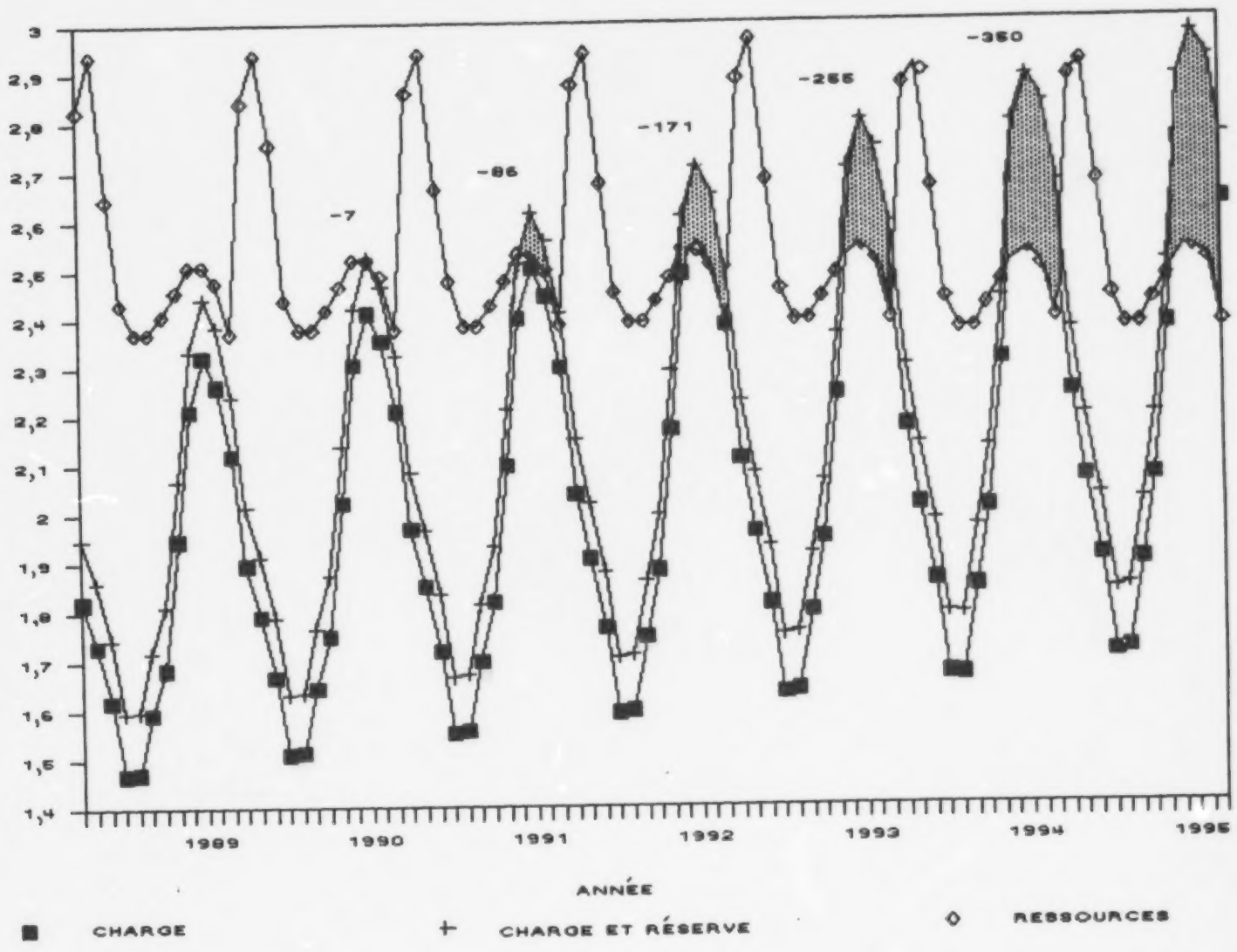


* Augmentation au cours de chaque période de cinq ans.

TABLEAU XXII

BILAN DE LA CHARGE ET DES RESSOURCES

MILLIERS DE MÉGAWATTS



Pour les fins de l'analyse exécutée dans cet exemple, le modèle utilisé a assumé que les besoins de la province seraient les premiers satisfaits, avec les ventes à l'exportation garanties. Le modèle n'a pas inclus la possibilité d'augmentation de la demande venant de la Nouvelle-Angleterre pour les prévisions des cas d'augmentation du prix du pétrole. Une augmentation de cette demande amortirait les effets de l'augmentation du prix du pétrole.

On a établi sur ce modèle les trois scénarios suivants :

i. 1er scénario

Aucun contrat n'est signé avec Hydro-Québec pour un prix fixe et tous les achats d'Hydro-Québec remplaçant la production des centrales alimentées au mazout sont faits à un prix représentant 80 % du prix mondial du pétrole comme c'est le cas actuellement. Dans ce cas, une augmentation de 1 $ des É.-U. du prix du pétrole coûte 7,91 millions $ à Énergie N.-B.

ii. 2e scénario

Dans ce scénario, on suppose qu'un contrat d'achat d'électricité garantie à un prix fixé a été signé avec Hydro-Québec. Dans ce cas, les répercussions de l'augmentation du prix du pétrole sur Énergie N.-B. sont moindres et une augmentation de 1 $ des É.-U. du prix du pétrole coûte 4,38 millions $ à Énergie N.-B.

iii. 3e scénario

On suppose dans ce scénario qu'un des groupes de Coleson Cove est converti pour alimentation à l'orimulsion et que le contrat mentionné ci-dessus a été signé avec Hydro-Québec. Dans ce cas, l'effet d'une augmentation de 1 $ de É.-U. dans le prix du pétrole est de 2,24 millions $.

C. FLUCTUATIONS DES DEVISES ÉTRANGÈRES

La dette actuelle d'Énergie N.-B. est libellée en trois genres de devises : francs suisses, dollars des É.-U. et dollars canadiens. Elle se décompose ainsi :

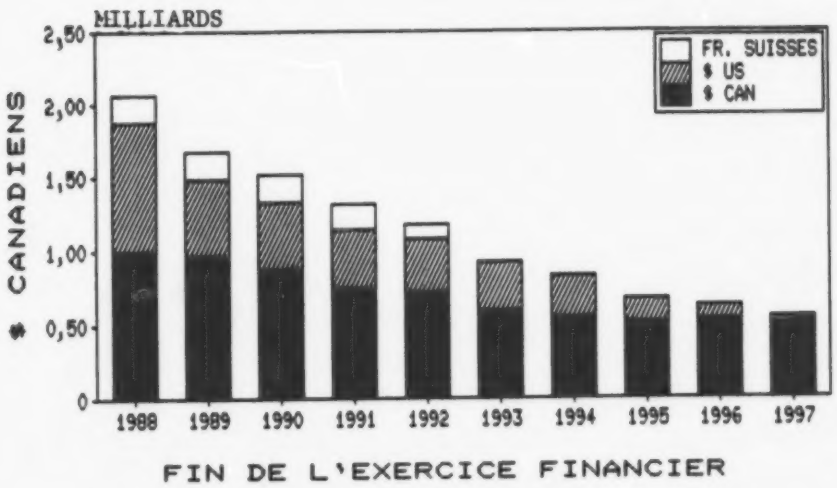
Dollars canadiens	1 118 636	47,6 %
Dollars américains	1 096 523	43,9 %
Francs suisses	210 583	8,5 %
	2 495 742	100,0 %

Étant donné son haut niveau de dette en devises étrangères, Énergie N.-B. subit les effets des fluctuations de ces devises. Ce risque représente 4 millions $ pour chaque cent de différence dans le change entre le dollar canadien et le dollar américain. Il atteindra son plus haut niveau d'ici 1988 et diminuera ensuite.

Le tableau XXIII montre la composition de la dette courante, exclusion faite des paiements du fonds d'amortissement et de son remboursement jusqu'en 1997. Il faut noter un facteur important : ces chiffres ne tiennent pas compte de l'effet de la dette de remplacement ni des nouveaux emprunts qui seront nécessaires pendant la décennie 1988-1997.

TABLEAU XXIII

COMPOSITION DE LA DETTE EXISTANTE



Entre 1988 et 1991, Énergie N.-B. devra rembourser une dette de 235 millions de dollars des É.-U., à des taux d'intérêt allant de 15 à 17 %. En supposant que cette dette pourra être refinancée à 11 %, il sera possible de faire une économie annuelle de 14 millions $. Ce chiffre ne tient pas compte de l'amortissement des pertes de change, qui aurait pour effet d'augmenter les économies réalisées. Il est évident que si les taux d'intérêt dépassaient 15 à 17 %, ils représenteraient des coûts supplémentaires pour Énergie N.-B.

D. EFFET DES FERMETURES D'USINES - INDUSTRIE

Les fermetures dans le secteur industriel et en particulier dans l'industrie des pâtes et papiers peuvent avoir des répercussions importantes sur les ventes d'électricité d'Énergie N.-B. L'industrie des pâtes et papiers à elle seule représente environ 30 % de la demande totale dans la province. Les fermetures d'usines peuvent donc avoir de gros retentissements sur la capacité de production nécessaire.

Les fermetures peuvent être de courte ou de longue durée. Les fermetures de courte durée proviennent généralement de grèves. Elles ne représentent pas un problème majeur pour Énergie N.-B. étant donné que les revenus provenant des frais de puissance continuent.

Les fermetures de longue durée peuvent provenir d'un effondrement des prix de la production industrielle, d'un taux défavorable du dollar canadien ou d'une structure de coûts empêchant l'industrie de soutenir la concurrence. Les fermetures de longue durée constituent un gros rique pour Énergie N.-B., du fait qu'elles auraient des répercussions directes sur les revenus, alors que les coûts indirects ne changeraient pas.

E. EFFET DES ARRÊTS DE CENTRALES - ÉNERGIE N.-B.

Pour réduire au minimum l'effet que pourrait avoir la fermeture d'une centrale, Énergie N.-B. suit la règle empirique voulant qu'aucune centrale ne produise plus de 10 % de la puissance totale du réseau des Maritimes (environ 400 MW) et a établi la réserve pour la normalisation de la production, précédemment mentionnée.

Si une centrale cesse de produire et qu'Énergie N.-B. ne puisse répondre à la demande, il lui faudra faire appel aux entreprises de service public voisines interconnectées. Les membres du Northeast Power Co-ordinating Council (NPCC), comprenant Énergie N.-B., Nova Scotia Power, Hydro-Québec, Ontario Hydro et le New England Power Pool, ont conclu des ententes d'entraide. En cas d'arrêt d'une seule centrale, la combinaison de la réserve et de l'électricité achetée du NPCC devrait réduire au minimum les interruptions de courant.

F. IMPRÉVUS

i. La dette non capitalisée pour les retraites au titre des services passés

Dans une estimation récente établie à la demande d'Énergie N.-B., un consultant spécialiste en régimes de retraites a signalé une dette non capitalisée de 83,5 millions $. Ce montant représente l'excédent de la valeur actuelle des prestations de retraite acquises par les employés d'Énergie N.-B. pour leurs services, jusqu'au 31 mars 1985, moins les éléments d'actif du régime. Cette dette non capitalisée a été confirmée par la plus récente évaluation actuarielle du Régime de retraite des services publics qui a indiqué un montant à peu près identique.

	(Millions)
Prestations acquises par les employés	167,7
Actif du régime	84,2
	83,5 $

À notre connaissance, la Loi sur la pension de retraite dans les services publics édicte les contributions que la Commission et les employés doivent faire. La Commission s'est conformée à ces prescriptions. L'administration du régime de retraite et la responsabilité qui s'y attache du point de vue de la loi, pour la partie non capitalisée, reviennent à la province du Nouveau-Brunswick; néanmoins, la Commission conserve la responsabilité morale de cette dette non capitalisée.

ii. Coûts du déclassement du groupe nucléaire

Énergie N.-B. n'a pas effectué d'étude spécifique du site pour établir les coûts du déclassement de la centrale de Point Lepreau. La Commission s'est fiée jusqu'ici aux études effectuées par Ontario Hydro. Elle a fait une interpolation, tenant compte des échelles respectives, des coûts du déclassement des quatre réacteurs de 500 MW de Pickering A et des quatre réacteurs de 750 MW de Bruce A. Elle a ajouté dix pour cent au coût de déclassement d'un seul groupe obtenu par cette interpolation, pour tenir compte du supplément de coût que représente le déclassement d'un seul réacteur par rapport à quatre. Le montant actuellement fixé par la Commission pour le déclassement du réacteur nucléaire et la gestion du combustible irradié est de 103 millions $. Quoique ce chiffre paraisse adéquat par comparaison avec ceux de certaines entreprises de service public, d'autres entreprises des É.-U. prévoient un coût de 200 millions $. Sans étude spécifique du site, il n'est pas possible de dire si la Commission a été optimiste ou pessimiste dans son évaluation des frais.

iii. Régénération du sol

Depuis 1977, N.B. Coal est responsable de la remise en état des terrains altérés par l'extraction minière. Néanmoins, elle n'enregistre pas cette dette, à laquelle elle est tenue par la loi, au moment où l'obligation prend naissance au cours de l'exploitation minière.

On estime qu'au 31 mars 1987, 700 acres de terrain avaient été altérés et n'étaient pas remis en état. De plus, au cours des sept derniers mois, aucun travail de régénération n'a été effectué, alors que l'exploitation minière a continué à bouleverser le terrain. Le coût de régénération d'un acre de terrain est évalué à 1 200 $. C'est donc un passif non enregistré d'au moins 840 000 $, dont il n'est pas tenu compte dans les états financiers.

Suivant la politique courante, les frais de régénération sont enregistrés lorsqu'ils sont engagés et ne sont pas reliés au revenu provenant des activités minières annuelles. Il faudrait envisager de modifier cette politique comptable pour enregistrer le passif et la dépense au moment où le terrain est bouleversé par l'exploitation minière.

iv. Amortissement

Énergie N.-B. vient de terminer une importante étude de l'amortissement, qui a eu pour effet d'augmenter le revenu de 913 230 $ pour les sept mois terminés le 31 octobre 1987. Cette étude couvrait toutes les immobilisations d'Énergie N.-B. à l'exception des centrales thermiques. Étant donné que les centrales thermiques ont la valeur comptable nette la plus élevée après la centrale nucléaire, il se peut que l'amortissement de cette catégorie d'actif ait été mal évalué. Énergie N.-B. procède actuellement à cette étude, dont les résultats devraient paraître dans de prochains états financiers.

G CONCLUSION

Nous avons étudié dans cette partie de notre rapport les secteurs de risque importants auxquels Énergie N.-B. doit faire face. Voici nos principales constatations et conclusions :

* Énergie N.-B. devrait réviser la méthodologie employée actuellement pour prévoir les besoins en électricité du secteur industriel et en particulier ceux de l'industrie des pâtes et papiers;

* Énergie N.-B. est exposée aux effets des changements dans le prix du pétrole. Même si cette entreprise a bénéficié de la baisse du prix du pétrole, les prévisions annoncent une remontée du prix de ce combustible dans les années 1990. Énergie N.-B. pourrait en réduire les effets en continuant son programme visant la réduction de sa dépendance à l'égard du pétrole;

* Plus de 50 % de la dette d'Énergie N.-B. est en devises étrangères. En conséquence chaque cent d'écart dans le change entre le dollar canadien et le dollar des É.-U. représente une différence de 4 millions $ pour Énergie N.-B.;

* En remboursant sa dette à intérêt élevé d'ici 1991, Énergie N.-B. pourrait économiser 14 millions $ par an avant amortissement des pertes de change, en supposant qu'elle puisse refinancer à 11 %. Si le coût de l'argent est supérieur à 11%, l'économie réalisée sera moindre. Si l'intérêt est plus élevé que 15 ou 17 % au moment du refinancement, les frais d'intérêt seront plus élevés qu'ils ne le sont actuellement avant amortissement des pertes de change.

* Énergie N.-B. a une dette non capitalisée de 83,5 millions $ pour le coût de la retraite de ses employés. Même si la responsabilité en revient à la province du point de vue de la loi, Énergie N.-B. conserve la responsabilité morale de cette dette envers ses employés.

* Aucune étude de site spécifique n'a été faite pour la centrale de Point Lepreau. En conséquence, il est impossible de dire si les coûts de déclassement de cette centrale nucléaire et les charges connexes sont optimistes ou raisonnables;

* Des coûts de régénération des terrains de 840 000 $ n'ont pas été inscrits aux livres de N.B. Coal;

* L'étude de l'amortissement des centrales thermiques entreprise par Énergie N.-B. n'est pas encore terminée. En conséquence, il est possible que l'amortissement calculé pour cette partie de l'actif soit inexact.

VIII. SOLIDITÉ FINANCIÈRE

Nous examinons dans cette partie de notre rapport la solidité et les analyses financières d'Énergie N.-B. sur les points suivants :

* ratio d'endettement;
* réserves;
* centrales en service;
* principales ententes;
* emplacement des installations dans la province.

A. RATIO D'ENDETTEMENT

Selon la société Standard and Poor, un ratio d'endettement entre 44 et 52 % est le niveau pour une entreprise de service public appartenant à un seul investisseur qui a une cote de crédit "A". Du fait que cette dette est garantie par la province, la communauté financière accepte un plus haut degré d'endettement.

Par comparaison avec les autres entreprises importantes de service public, Énergie N.-B. a un ratio d'endettement similaire aux leurs et compatible avec les résultats obtenus. Pour les organismes d'évaluation du crédit, les ratios d'endettement ont moins d'importance que la couverture des intérêts et le rapport entre le passif et l'avoir propre est plutôt considéré comme un indicateur du rendement passé que comme un facteur déterminant des revenus futurs. Néanmoins, les entreprises de service public qui ont un taux d'avoir propre élevé ont un risque financier moindre.

Donc, ce ratio est important, mais il n'est pas le seul facteur déterminant de la situation financière. Énergie N.-B. vise àparvenir à un ratio de 80 20 (90 10 dans les périodes de grosses constructions), mais elle a actuellement un ratio du même ordre que ceux de toutes les entreprises de service public examinées.

La cible de 80 20 fixée pour le ratio d'endettement correspond à
celle de toutes les autres entreprises de service public sauf Hydro-Québec et B.C. Hydro. Ces deux entreprises se sont fixé des ratios d'endettement de 75 25. Le Manitoba et la Nouvelle- Écosse n'ont pas établi de cible pour leur ratio d'endettement.

Les chiffres réels des ratios d'endettement du dernier exercice financier ont été les suivants :

Hydro-Québec	76/24
Ontario Hydro	84/16
Terre-Neuve	90/10
Énergie N.-B. (au 31 mars 1987)	84/16
B.C. Hydro	94/6
Saskatchewan Power	87/13
Manitoba Power	95/5
N.S. Power	95/5

B. RÉSERVES

Énergie N.-B. a établi une "réserve pour la normalisation de la production". Cette réserve, totalisant 250 millions $ au 31 octobre 1987, comprend deux parties :

* exploitation - on compare chaque mois la production réelle des centrales hydrauliques et de la centrale nucléaire avec la production prévue à long terme. On fait le rajustement nécessaire selon qu'il y a surplus ou déficit, d'après le coût moyen de la production thermique. Jusqu'ici, les imputations aux résultats se montaient à 98,8 millions $ au 31 octobre 1987;

* les affectations - à chaque fin d'exercice, le solde de la réserve est comparé au risque possible et le montant affecté à la réserve selon les moyens financiers de la Commission pour cet exercice financier. Jusqu'ici, 152 millions $ ont été affectés à la réserve.

La Commission a établi cette réserve afin de pouvoir ajouter au revenu lorsque la production hydraulique ou nucléaire tombe au-dessous de la moyenne et qu'il faut y substituer la production thermique qui est plus coûteuse.

La cible visée pour cette réserve est la suivante :

* Production hydraulique - la cible d'affectation maximale à la partie de la réserve pour la normalisation de la production qui correspond à la production hydraulique a été fixée à trois années du débit d'eau le plus faible jamais enregistré, soit 3 600 GWh. L'année où le débit d'eau a été le plus faible, la production a été de 1 200 GWh de moins que la moyenne. La période de faible débit d'eau la plus longue jamais enregistrée a été de 21 mois, au cours desquels la production hydraulique a été inférieure de 2 500 GWh à la moyenne;

* production nucléaire - l'arrêt le plus long jamais enregistré pour un réacteur Candu a été de quatre ans, à Pickering en Ontario. Les moyens mis au point par Ontario Hydro et EACL permettrait sans doute de réduire l'interruption de la production à trois ans. Si l'entente de ventes de 230 MW avec la Nouvelle-Angleterre est en vigueur, le risque de perte sera de 2 838 GWh par année, soit 8 514 GWh pour trois ans. Si cette entente n'est pas en vigueur, le risque total est de 4 450 GWh par an soit 13 350 GWh pour trois ans.

En fonction de ces deux critères, le risque total est situé entre 12 114 GWh et 16 950 GWh. On peut calculer le coût de remplacement de cette énergie en utilisant les prix actuel et prévu pour le pétrole.

En 1986-1987, le prix moyen du baril de mazout était de 22,30 $ canadiens. On prévoit que d'ici 1991 le prix du baril sera de 31 $ et que d'ici 1995 il sera de 43 $.

En partant du prix de 1986-1987, on obtient, compte tenu de l'entente de participation de 230 MW, un chiffre de 426 millions $. D'ici 1991, le risque est de 828 millions de dollars si l'on suppose qu'il n'y aura pas de ventes de participation. Il se monte à 960 millions $ d'ici 1995, si l'on suppose toujours qu'il n'y aura pas de ventes de participation. Il est donc probable que, dans des conditions financières favorables, la Commission laissera la réserve s'accroître.

C. CENTRALES EN SERVICE

Environ 65 % de la capacité de production actuelle a été construite au cours des dix dernières années. De ce fait, les centrales actuelles sont relativement neuves et emploient des technologies modernes et efficaces.

Nom	Puissance	Genre de combustible	Date
Coleson Cove	1 000 MW (3 groupes x 335)	Mazout	1976-77
Point Lepreau	630 MW	Nucléaire	1982
Dalhousie II	200 MW	Charbon	1979
Mactaquac 5 & 6	200 MW	Hydraulique	1979
	2 030 MW		

Sur une puissance totale de 3 190 MW, 2 030 MW ont été ajoutés au cours des dix dernières années. Du fait que les centrales sont relativement neuves, il sera possible de maintenir les coûts d'exploitation et d'entretien à des niveaux relativement bas pendant les prochaines années.

D. EMPLACEMENT

Un des facteurs clés dont il faut tenir compte quand on fait l'examen de la base d'actif d'Énergie N.-B., et des centrales en particulier, est leur distribution géographique à travers la province.

La situation géographique de la province, son littoral étendu et l'emplacement des centrales d'Énergie N.-B. à travers la province sont des facteurs positifs.

Voici la liste des centrales d'Énergie N.-B. :

Type	Nombre de centrales	Nombre de groupes	Puissance en kW
Hydraulique	6	23	865 300
Nucléaire	1	1	630 000
Mazout Charbon	5	15	1 665 865
Turbines	1	1	25 000
Diesel	1	5	3 811
TOTAL	14	45	3 189 976

i. Hydrauliques

Un des rares inconvénients de l'emploi de l'énergie hydraulique pour la production d'électricité est que l'emplacement des groupes hydrauliques est dicté par la géographie et que leur capacité de production réelle dépend beaucoup des conditions atmosphériques. De ce fait, l'emplacement des six installations hydrauliques d'Énergie N.-B. devrait être considéré comme un facteur positif puisqu'elles se trouvent près des principaux centres urbains de la province et que les coûts de transport sont donc bas.

ii. Mazout charbon

Le fait que le mazout aussi bien que le charbon sont des marchandises en vrac veut dire qu'il faut tenir bon compte des coûts de transport et de distribution quand on les évalue comme sources d'énergie potentielles. Toutes les centrales qui utilisent ces combustibles ont un emplacement idéal, près d'une rivière (à l'exception de celle de Grand Lac), ce qui fait que le combustible peut être expédié en vrac de la façon la plus économique possible. La centrale de Grand Lac est située près de réserves locales reconnues de charbon; les coûts de transport sont donc relativement bas.

iii. **Nucléaire**

Étant donné qu'environ 30 % de la capacité de production de Point Lepreau est destinée aux acheteurs de la Nouvelle-Angleterre, son emplacement à proximité de cette région est idéal puisque la distance de transport est relativement courte.

Du fait que les installations de production d'Énergie N.-B. sont assez bien réparties à travers la province, la probabilité de survenance d'une catastrophe majeure qui handicaperait gravement sa capacité de production est assez faible. Un autre avantage majeur dont il faut aussi tenir compte est la capacité de transport d'Énergie N.-B. Son réseau de transport comporte des lignes excédentaires, de telle sorte que même si une ligne est coupée, il en existe d'autres pour transporter et recevoir l'électricité dans toute la province.

iv. **Autres réseaux**

La situation géographique de la province, entre le Québec et la Nouvelle-Angleterre, est avantageuse pour le réseau provincial. La possibilité d'acheter du Québec et de vendre à la Nouvelle-Angleterre a aidé à stabiliser les tarifs actuels dans la province.

E. CONCLUSION

Dans cette partie du rapport, nous avons analysé la solidité financière d'Énergie N.-B. Voici nos principales conclusions :

* la cible de 80 20 fixée par Énergie N.-B. pour son ratio d'endettement est compatible avec celles des entreprises de service public canadiennes; son ratio d'endettement courant, de 84 16, n'est pas inférieur aux autres, excepté celui d'Hydro-Québec;

* la Commission laissera augmenter la réserve pour la normalisation de la production, qui est actuellement de 250 millions $, si les conditions financières le permettent.

IX. BASE DE L'ACTIF

Nous avons parlé de la base des immobilisations dans un partie précédente de ce rapport. Nous allons voir ici :

* la production des centrales hydrauliques;

* les principales ententes;

* les assurances.

A. LA PRODUCTION DES CENTRALES HYDRAULIQUES

La puissance des installations hydrauliques actuelles est de 865 MW. Elle est donc supérieure à celle de la centrale de Point Lepreau qui a une puissance de 630 MW. Néanmoins, la capacité de production des centrales hydrauliques varie au cours de l'année et dépend beaucoup des pluies. À la différence de ce qui existe dans d'autres provinces, Énergie N.-B. ne dispose pas de réservoirs qui puissent emmagasiner l'eau et régulariser le débit du fleuve Saint-Jean. On a envisagé, par le passé, de construire des réservoirs dans le Maine d'où le fleuve reçoit ses eaux d'amont. Malheureusement, les inquiétudes des écologistes ont fait échouer le projet.

À moins qu'il ne soit possible de construire des réservoirs pour constituer des réserves d'eau suffisantes, la production des centrales hydro-électriques de la province variera avec les saisons et les conditions atmosphériques. Si le projet est rentable, il faudrait faire de nouvelles tentatives pour voir si le climat de réglementation qui régnait dans le Maine a suffisamment changé pour permettre la construction de réservoirs.

B. PRINCIPALES ENTENTES

Énergie N.-B. a conclu diverses ententes avec d'autres entreprises de service public. Les principales ententes conclues sont les suivantes :

1. Ententes de participation pour le groupe de Point Lepreau.

2. Ententes concernant le groupe n° 2 de Dalhousie.

3. Ententes d'interconnexions.

Nous citerons aussi les ententes suivantes :

4. Les ententes relatives à la puissance.

5. Les ententes de transport

6. Les ententes relatives aux achats d'électricité.

Ces ententes ne devraient pas être examinées séparément, quoique pour les fins de notre examen nous ayons étudié chacune d'elles à tour de rôle pour voir quelles obligations et quels risques potentiels elle représentait pour Énergie N.-B. Quand on les examine dans leur ensemble, ces ententes représentent un cadre d'exploitation unique en son genre et donnent à Énergie N.-B. la latitude aussi bien que les garanties nécessaires pour les achats et ventes d'électricité réalisés avec d'autres entreprises de service public.

i. **Ententes de participation pour le groupe de Point Lepreau**

Des ententes ont été signées avec les entreprises de service public suivantes aux É.-U. :

1. Massachusetts Municipal Wholesale Electric Co.
2. Commonwealth Electric Co.
3. Eastern Maine Electric Co-op.
4. Boston Edison Co.

Ces ententes visent les buts suivants :

* réduire autant que possible le risque financier et les risques relatifs à la construction et à l'exploitation de la centrale nucléaire de Point Lepreau;

* partager tous les coûts afférents à l'exploitation de Point Lepreau;

* attribuer une quantité définie de la production de Point Lepreau aux acheteurs.

Ces ententes représentent un moyen exceptionnel de réduire les coûts et les risques de l'exploitation d'une aussi grosse centrale. Si ces ententes, qui expirent le 31 octobre 1988, n'étaient pas renouvelées, ce serait une perte pour Énergie N.-B. À ce moment, les entreprises de service public de la Nouvelle-Angleterre ont la possibilité de renouveler les ententes pour un an, à trois reprises.

Si le but de ces ententes était de réduire le risque financier et les risques d'exploitation de la centrale de Point Lepreau, les options de renouvellement d'un an ne représentent pas le moyen le plus efficace d'y parvenir. Il faudrait, si possible, négocier des accords de plus longue durée.

Dans le calcul de sa réserve de normalisation, Énergie N.-B. tient compte de la possibilité que la centrale nucléaire soit hors de service pendant trois ans. Il est peu probable que les entreprises de service public de Nouvelle-Angleterre renouvelleraient les ententes si la centrale était hors de service. Le risque que représente la propriété de la centrale n'a donc pas été diminué de beaucoup.

ii. <u>Ententes relatives au groupe n° 2 de Dalhousie</u>

Des ententes (de participation à la propriété, de rachat et de non-aliénation) ont été signées entre Énergie N.-B., Maritime Electric (Î.-P.-É.) Ltd. et Maritime Electric Co. Ltd.

Le but de ces ententes est, comme dans les ententes de participation au groupe de Point Lepreau, de réduire le risque financier autant que possible. Il y a cependant une distinction à faire: les services électriques de l'Île-du-Prince-Édouard possèdent 10 % du groupe n° 2 de Dalhousie pour sa durée d'utilisation prévue qui est de trente ans, et ils doivent donc payer leur quote-part des coûts d'exploitation et d'entretien en retour des 10 % de la production de cette centrale.

Les ententes relatives à Point Lepreau et à Dalhousie II sont semblables en ce qu'un pourcentage précis de la production d'électricité est consacré à certains acheteurs en échange de quoi les acheteurs assument un pourcentage défini des frais d'exploitation et d'entretien, ainsi que d'autres coûts spécifiés. La seule différence est que les ententes relatives à Point Lepreau sont à court terme alors que les ententes touchant Dalhousie n° 2 sont de longue durée.

iii. <u>Ententes d'interconnexion</u>

Des ententes d'interconnexion ont été signées avec les organismes suivants :

1. Eastern Maine Electric Co-operative.
2. Nova Scotia Power Corporation.
3. Maritime Electric Co. Ltd. & M.E. (Î.-P.-É.) Ltd.
4. Maine Public Service Co.
5. Hydro-Québec.
6. Central Maine Power.

Ces ententes visent essentiellement à garantir l'exploitation et font appel à la coopération des participants. Les deux principes de base soulignés dans ces ententes sont les suivants :

1. Les participants conviennent de fournir de l'électricité aux autres sur demande en cas d'urgence.

2. Les participants conviennent de fournir de l'électricité excédentaire aux autres et d'améliorer les économies d'échelle réalisées sur la production.

Les ententes d'interconnexion définissent la façon dont le prix de l'électricité sera fixé et les différents types de ventes qui peuvent être effectuées. De ce fait, elles constituent un engagement de tous les participants, garantissant la fourniture et l'achat d'électricité à des prix fixés à l'avance.

C. ASSURANCES

Énergie N.-B. paye des primes d'assurance de près de 6 millions$ par an. Les primes d'assurance de la centrale de Point Lepreau représentent environ 3,5 millions $. Le reste couvre essentiellement les centrales et la responsabilité civile. La raison pour laquelle Énergie N.-B. a souscrit ces assurances est qu'elle n'est pas une entreprise assez grosse pour absorber des pertes comme celles qui peuvent se produire à Point Lepreau ou à Coleson Cove. La direction d'Énergie N.-B. est convaincue que ses assurances actuelles sont suffisantes.

D. CONCLUSION

Dans cette partie de notre rapport nous avons examiné la capacité de production des centrales hydrauliques, les ententes clés et les assurances. Nos principales conclusions sont les suivantes :

* Par suite du manque de réservoirs d'eau, la production des centrales hydrauliques varie au cours de l'année. Il faudrait sonder le terrain au Maine pour voir si l'opinion adoptée sur la réglementation a suffisamment changé pour permettre la construction de réservoirs;

* il faudrait, si possible, renégocier les ententes de participation relatives à Point Lepreau pour qu'elles couvrent une plus longue période.

X. SURVEILLANCE ET RAPPORTS SUR LES RÉSULTATS

Dans cette partie du rapport, nous exposerons et analyserons les sujets suivants :

* les rapports externes;

* les rapports internes.

A. RAPPORTS EXTERNES

Le rapport financier annuel est le seul rapport externe de la Commission. Il a pour but de présenter les résultats financiers de cette entreprise de service public et ne constitue pas un document de compte rendu complet. Comme bien des entreprises appartenant à l'état, Énergie N.-B. ne tend pas à faire le profit maximum. En conséquence, la publication des résultats financiers seuls n'est pas suffisante pour les législateurs, les organismes de réglementation ni le public.

Pour améliorer les comptes rendus du secteur public, la Fondation canadienne pour la vérification intégrée a établi un cadre consistant en 12 facteurs qui étendent la portée usuelle des rapports. Ce cadre de compte rendu vise à permettre aux entreprises de rendre compte de leur efficacité. Énergie N.-B. pourrait utiliser ce type de rapport pour donner un compte rendu annuel à l'Assemblée législative, à un organisme de réglementation éventuel et à la population du Nouveau-Brunswick. Les facteurs du compte rendu recommandés par la Fondation canadienne de vérification intégrée qui sont pertinents pour Énergie N.-B. sont les suivants :

* **orientation de la gestion** : dans quelle mesure les objectifs de l'organisation, ses programmes ou les buts commerciaux qu'elle poursuit sont clairs, bien intégrés et compris, et bien exprimés dans les plans, la structure, les délégations de pouvoir et les processus de prise de décisions de l'organisation. Cette rubrique est similaire à la partie III du présent rapport.

* **la pertinence** : dans quelle mesure la conception d'un programme ou de ses composantes principales ainsi queles efforts accomplis, sont logiques en fonction des objectifs qui doivent être atteints. Ainsi, la pertinence de la politique de gestion de la construction, de la composition des sources de la production et du niveau de production de N.B. Coal seraient exposés à cette rubrique.

* **réalisation des résultats attendus** : dans quelle mesure les cibles et les objectifs ont été atteints. Cette rubrique est similaire à la partie V de notre rapport.

* **acceptation** : dans quelle mesure les bénéficiaires ou les clients visés par un programme ou un genre d'affaire sont satisfaits. Dans le cas d'Énergie N.-B., ce facteur peut être évalué d'après le nombre de plaintes reçues ou par des enquêtes auprès du public.

* **répercussions secondaires** : dans quelle mesure d'autres conséquences, voulues ou non, positives ou négatives, se sont produites. Énergie N.-B. pourrait faire un rapport des répercussions de son exploitation sur l'économie provinciale et de ses effets sur l'environnement en ce qui concerne les émissions de SO_2.

* **coûts et productivité** : le rapport entre les coûts, les intrants et les extrants. Énergie N.-B. pourrait comparer ses coûts, sa production et la productivité de sa main-d'oeuvre avec ceux des autres entreprises de service public canadiennes.

* **élasticité** : capacité d'une organisation de s'adapter aux changements dans des facteurs tels que les marchés, la concurrence, le financement disponible ou la technologie. Ainsi, l'effort d'Énergie N.-B pour réduire son assujettissement au pétrole par suite des changements dans les prix de ce produit serait englobé par cette rubrique.

* **résultats financiers** : la comparaison et le compte rendu des revenus et des coûts, ainsi que l'exposé et l'évaluation de l'actif, du passif et de l'avoir propre. Cette rubrique peut correspondre aux états financiers usuels.

* **milieu de travail** : dans quelle mesure l'organisation offre à ses employés un milieu de travail approprié, leur permet de se perfectionner et d'atteindre leurs buts et encourage l'engagement, l'esprit d'initiative et la sécurité.

* **protection de l'actif** : dans quelle mesure les éléments d'actif importants tels que les sources de production, les biens de valeur, le personnel clé, les contrats et les dossiers ou renseignements importants sont protégés des dangers de perte qui pourraient menacer le succès, la crédibilité, la continuité et peut-être l'existence même de l'entreprise. Cette rubrique couvrirait des sujets tels que la protection contre le risque nucléaire et les assurances.

* surveillance et rapports : dans quelle mesure les questions importantes touchant les résultats obtenus et la solidité de l'organisation sont déterminées, rapportées et suivies.

B. RAPPORTS INTERNES

Le tableau XXIV qui suit présente le modèle du système de rapports internes à Énergie N.-B. Nous avons retracé les informations fournies à la Commission au niveau des comités et de l'ensemble de la Commission, et nous avons conclu qu'elles étaient suffisantes et données en temps voulu pour permettre à la Commission de prendre ses décisions en toute connaissance de cause.

C. CONCLUSION

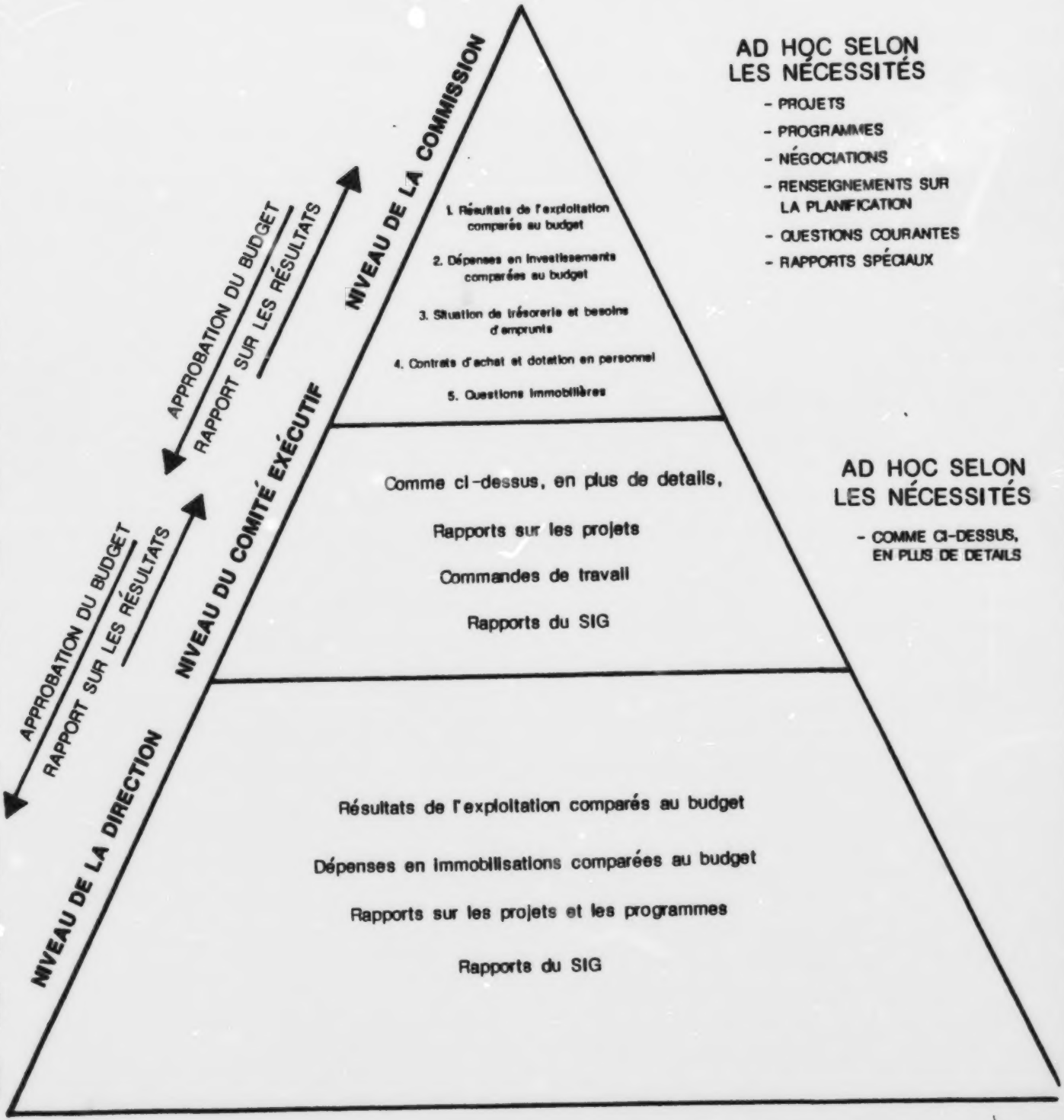
Nous avons traité dans cette partie de notre rapport des rapports internes et externes. Nos principales conclusions ont été les suivantes :

* les rapports internes sont suffisants pour les fins des prises de décisions;

* Énergie N.-B. devrait employer une structure de rapport semblable à celle qu'a établie la Fondation canadienne pour la vérification intégrée, pour faire des rapports externes complétant son rapport financier annuel.

TABLEAU XXIV

RAPPORTS INTERNES



XI. EXAMEN FINANCIER

Nous verrons dans cette partie les points suivants :

* les conventions comptables employées par la Commission;

* l'examen financier de la dernière période de sept mois;

* l'examen des prévisions.

Au cours de notre examen, nous avons jugé que les états financiers étaient plausibles et qu'ils étaient établis conformément aux principes comptables généralement acceptés. Nous avons aussi jugés plausibles les résultats financiers prévus pour la fin de l'exercice financier.

A. CONVENTIONS COMPTABLES

Les conventions comptables utilisées par La Commission sont généralement acceptées par l'Institut Canadien des Comptables Agréés et sont conformes aux pratiques des entreprises de service public. Ces conventions visent à stabiliser le bénéfice net. La Commission les a adoptées pour assurer la stabilité financière, prévenir la fluctuation des tarifs et veiller à ce que les utilisateurs actuels des services fournis par la Commission ne paient pas pour les utilisateurs futurs et vice-versa.

Nous allons décrire et analyser dans cette partie du rapport certaines des principales conventions comptables utilisées.

i. Capitalisation des intérêts

Convention - durant la construction, les intérêts sont capitalisés mensuellement d'après le coût des emprunts à long terme.

Application - l'intérêt est calculé sur les coûts directs et les frais généraux associés au projet d'immobilisation.

Analyse - la capitalisation des intérêts pendant la construction est une pratique généralement acceptée dans les entreprises canadiennes de services d'électricité. Le raisonnement suivi sur ce point est que jusqu'à ce que l'actif soit utilisé et utile, tous les frais qui y sont associés devraient être capitalisés et payés par les utilisateurs futurs du service. Entre le 31 mars 1974 et le 31 mars 1983, un montant d'intérêts de 505,8 millions $ a été capitalisé. La majorité de ces intérêts capitalisés se rapportaient à la construction des centrales de Dalhousie, de Coleson Cove et de Point Lepreau. Au cours de la période de sept mois terminée le 31 octobre 1987, l'intérêt capitalisé s'est élevé à 1,7 million $.

ii. <u>Capitalisation des frais généraux</u>

Convention - pendant la construction, les frais d'administration et autres frais généraux sont capitalisés par imputation d'une partie de ces frais généraux aux frais de construction directs engagés chaque mois.

Application - Énergie N.-B. détermine chaque année un taux d'affectation des frais généraux pour les projets d'immobilisation, en comparant les frais généraux budgétisés avec les dépenses totales en immobilisations budgétisées. Ces taux d'imputation sont appliqués mensuellement à toutes les dépenses directes engagées, à l'exclusion des intérêts.

Analyse - La capitalisation d'une partie des frais généraux est une pratique généralement acceptée dans les entreprises canadiennes de services d'électricité et qui est justifiée de la même façon que la capitalisation des intérêts.

À intervalles de deux à quatre ans, Énergie N.-B. fait faire un examen pour déterminer le rapport entre les frais d'administration et les projets en immobilisation, dans le but d'inclure les frais généraux différentiels dans le coût total des éléments d'actif construits. L'étude la plus récente a été effectuée par une firme de vérificateurs indépendante pour les affectations relatives à l'exercice financier 1987-1988.

Au cours de la décennie terminée le 31 mars 1987, 48,3 millions $ de frais généraux ont été capitalisés; les montants annuels capitalisés variaient entre 3,9 et 5,8 millions $.

iii. <u>Amortissement - exception faite de la centrale nucléaire</u>

Convention - L'amortissement de tous les éléments d'actif est calculé de façon à amortir leur coût, moins la valeur de récupération estimative lorsqu'il y a lieu, durant le restant de leur vie utile.

Application - Les éléments d'actif sont classés en diverses catégories dont on a fixé la durée de vie utile sur laquelle l'amortissement est calculé. Les dossiers des centrales tenus par Énergie N.-B. sont adéquats pour les fins du calcul de l'amortissement.

Analyse - L'amortissement est un principe comptable généralement accepté. Les examens périodiques de la durée restante de vie utile estimative sont basés sur les estimations techniques et l'examen d'autres services canadiens d'électricité. Une étude de ce genre récemment terminée a amené une modification de certaines évaluations au 1er avril 1987. Cette modification des vies utiles prévues pour la période de sept mois terminée le 31 octobre 1987 a entraîné une réduction de 913 230 $ dans l'amortissement par rapport au montant qu'aurait donné le calcul basé sur les précédentes évaluations des vies utiles pour la même période. L'étude effectuée sur la vie utile de l'actif ne comprenait pas les centrales thermiques. La vie utile des centrales thermiques doit être étudiée ultérieurement.

iv. Amortissement de la centrale nucléaire

Convention - La centrale nucléaire est amortie selon la méthode de l'indexation des prix, avec des augmentations annuelles basées sur un facteur de 3 %. La vie utile prévue pour la centrale nucléaire est de 30 ans à partir de la mise en service.

Application - Compte tenu des montants de capitaux investis dans la construction et de la dépréciation ultérieure de cet élément d'actif, la Commission a voulu tenir compte de la valeur de rendement temporelle de l'argent au moyen de ce facteur d'indexation et mettre ainsi la production en parallèle avec le coût réel d'utilisation de l'électricité produite par la centrale nucléaire.

Analyse - La méthode de l'indexation des prix vise à assurer que les utilisateurs actuels ne paient par pour les utilisateurs futurs de Point Lepreau. Dans les années à venir, alors que les intérêts diminueront, l'amortissement augmentera.

Hydro-Québec et Ontario Hydro sont les seuls autres services publics d'électricité du Canada qui possèdent des centrales nucléaires. Hydro-Québec amortit sa centrale nucléaire selon la méthode à intérêts composés basée sur un taux de 3 %. Ontario Hydro suit la méthode de l'amortissement linéaire. Leurs évaluations de la vie utile de ces centrales sont de 30 et 40 ans respectivement.

Pour la centrale nucléaire d'Énergie- N.-B., le montant de l'amortissement pour la période de sept mois terminée le 31 octobre 1987 était de 20,6 millions $.

v. <u>Autres frais reportés et coûts de développement reportés</u>

Convention - Les coûts des relevés et des études techniques afférents aux projets envisagés de construction sont reportés jusqu'à ce que la construction soit autorisée par Énergie N.-B. Ces frais, ainsi que certains coûts de formation, sont alors amortis par imputation aux résultats futurs, soit directement, soit par débits annuels d'amortissement provenant de la capitalisation de certains éléments. Lorsqu'un projet est abandonné, tous les frais afférents sont imputés aux résultats de l'exercice financier en cours.

Application - Chaque projet est considéré séparément et les coûts afférents sont reportés jusqu'à ce qu'il soit décidé de poursuivre ou d'abandonner le projet.

Analyse - Le principe du report des coûts de développement est généralement accepté étant donné qu'il permet de relier le revenu aux coûts totaux du projet qui produit ce revenu, y compris les frais de développement. Cependant, lorsque les tarifs sont réglementés, le report des dépenses importantes est fortement influencé par l'idée qu'il faut récupérer tous les coûts en établissant des tarifs appropriés. De ce fait, les dépenses non prévues sont reportées et il en sera tenu compte dans les décisions tarifaires à venir.

L'élément important des autres frais reportés est un montant de dépenses de 1,6 million $ pour la conversion de Coleson Cove. Le report de ces dépenses est conforme aux principes comptables généralement acceptés.

vi. <u>Déclassement du groupe nucléaire</u>

Convention - Pour pouvoir fournir une estimation de ce que coûtera le déclassement d'une centrale nucléaire et la remise en état du site pour qu'on puisse en faire un usage normal, Énergie N.-B. impute annuellement aux résultats un montant calculé de façon à pouvoir suffir, avec les intérêts accumulés, à couvrir le coût total du déclassement quand il sera effectué. Le coût du déclassement est divisé en montants égaux pour chaque année de la vie utile du groupe nucléaire.

Application - Des montants reportés d'actif et de passif ont été entrés dans les comptes au moment où le groupe nucléaire a été mis en service. Ils représentaient les totaux des montants à recueillir, au cours de la vie utile du groupe nucléaire, pour payer les travaux du déclassement. L'actif est diminué tous les ans suivant la méthode de l'amortissement linéaire. Le passif est augmenté des intérêts composés annuels sur les montants recueillis.

Analyse - Aucune centrale nucléaire n'a été déclassée jusqu'ici à l'exception de quelques installations d'essai. Les prévisions faites sur les coûts reposent donc essentiellement sur des hypothèses et des estimations.

La dernière étude, terminée par la Commission en mai 1985, se fonde sur une étude effectuée par Ontario Hydro. Les coûts estimatifs unitaires ($ MW) des travaux de déclassement ont été calculés par interpolation, proportionnellement au coût de déclassement de la centrale nucléaire de Pickering (4 réacteurs x 500 MW) et de Bruce A (4 réacteurs x 750 MW). On a ajouté 10 % au coût unitaire résultant de cette interpolation pour tenir compte de frais plus élevés pour le déclassement d'un seul réacteur au lieu de quatre. On a jugé que les coûts annuels de la sécurité, de la surveillance et de l'entretien pendant les 28 ans de "l'entreposage sous surveillance" seraient les mêmes (7,2 millions $) que pour quatre réacteurs.

Jusqu'à maintenant, aucune étude de site spécifique n'a été effectuée pour Point Lepreau pour établir si le montant de dépenses prévu est réaliste.

vii. Gestion du combustible irradié

Convention - Pour pourvoir aux coûts futurs estimatifs d'élimination définitive du combustible nucléaire irradié, Énergie N.-B. impute annuellement aux résultats des montants calculés de façon à pouvoir, après addition des intérêts, couvrir les coûts totaux de ce travail lorsqu'il devra être fait. Le montant annuel imputé pour le combustible irradié est proportionnel à la quantité de combustible nucléaire utilisé.

Application - Une dette reportée est augmentée chaque année des montants perçus des abonnés en fonction des coûts futurs estimatifs d'élimination du combustible utilisé pendant l'exercice financier, et des intérêts composés calculés annuellement sur la dette accumulée.

Analyse - Le coût de l'élimination du combustible irradié est extrêmement spéculatif. Les coûts actuels sont fondés sur l'entreposage du combustible irradié dans des piscines et son transport à 2 000 km de là dans des installations prévues à cet effet. L'EACL propose de remplacer les piscines par des cylindres en béton. Si cette idée est acceptée, certains des coûts en capital associés à l'élimination du combustible irradié pourraient être supprimés, auquel cas la Commission aurait surestimé sa dette.

viii. Revenus

Convention - Énergie N.-B. comptabilise mensuellement ses revenus gagnés mais pas encore facturés.

Application - La facturation des abonnés des services domestique et général est faite mensuellement selon un système cyclique. De ce fait, il faut comptabiliser en fin de mois un montant représentant environ la moitié du revenu provenant de ces abonnés. La Commission comptabilise ce revenu selon un calcul fondé sur un système de degrés-jours.

Analyse - La comptabilisation du revenu à mesure qu'il est gagné est un principe comptable généralement accepté. Néanmoins, les pratiques des entreprises de services d'électricité canadiennes varient sur ce point; certaines comptabilisent le revenu gagné tandis que d'autres ne comptabilisent que le revenu facturé. Énergie N.-B. a mis en pratique le calcul selon un système de degrés-jours le 1er avril 1985. Ce changement a nécessité un ajustement de 12 864 744 $ dans les bénéfices non répartis au 31 mars 1986.

ix. <u>Fonds d'amortissement</u>

Convention - À titre de fiduciaire d'Énergie N.-B, le ministre des Finances du Nouveau-Brunswick s'occupe du fond d'amortissement pour toutes les émissions de débentures qui le requièrent. Le revenu issu de ce fonds est inclus dans le revenu d'Énergie N.-B. Les débentures d'Énergie N.-B. conservées dans le fonds ne sont annulées qu'à échéance. Énergie N.-B. a également en circulation des débentures rachetables. Ces débentures sont rachetées, annulées et le profit ou la perte sont immédiatement comptés dans le revenu.

Application - Le montant à comptabiliser est indiqué par le ministre des Finances à titre de fiduciaire du fonds. L'actif détenu dans le fonds est enregistré au coût amorti et ajusté en fonction des escomptes, primes et cours des devises étrangères s'il y a lieu. Le fonds d'amortissement est enregistré comme réduction de la dette à long terme.

Analyse - Cette convention correspond aux principes de comptabilité généralement acceptés. Les entreprises de services publics d'électricité du Canada imputent les profits ou les pertes aux résultats selon le procédé adopté par Énergie N.-B., ou en les reportant et en les amortissant jusqu'à l'échéance de la dette.

Au 31 octobre 1987, le fonds d'amortissement s'élevait à 411,3 millions $ et a rapporté, en sept mois, un revenu de 24,3 millions $.

x. <u>Ajustement pour la normalisation de la production</u>

Convention - En vue d'équilibrer les fluctuations des coûts de production dues aux variations du débit de l'eau ou du rendement de la centrale nucléaire, Énergie N.-B. débite ou crédite chaque année du compte du revenu un montant calculé de façon à ramener ces coûts à une valeur moyenne. Le débit ou le crédit compensatoire est inclus dans le compte de la réserve pour la normalisation de la production. Le calcul de l'ajustement est basé sur les relevés des débits d'eau depuis 35 ans et sur les prévisions du rendement de la centrale nucléaire d'après les statistiques des industries comparables et le rendement antérieur de la centrale elle-même.

Application - Les données compilées sur le débit de l'eau sont utilisées pour la prévision du débit d'eau mensuel moyen. Énergie N.-B. rajuste le revenu mensuellement pour parer aux variations par rapport à la capacité de production moyenne.

La normalisation de la production de la centrale nucléaire est basée sur une puissance totale moyenne de 80,3 % pour la durée d'utilisation de la centrale de Point Lepreau.

L'écart par rapport à la puissance moyenne mensuelle est multiplié par le prix courant du pétrole, du fait que les chutes de production des centrales hydrauliques et nucléaire sont comblées par les centrales thermiques.

Analyse - Certaines entreprises de services d'électricité du Canada font des ajustements de normalisation pour éviter de trop grandes fluctuations dans les tarifs annuels et pour assurer que leurs dépenses correspondent aux revenus perçus, étant donné que les besoins en revenus sont prévus dans les budgets établis en début d'exercice.

Énergie N.-B. a adopté sa politique de normalisation de la production hydraulique en 1954. La normalisation de la production de la centrale nucléaire a été adoptée en 1983, quand la centrale de Point Lepreau a été mise en service.

Au cours de la période de sept mois terminée le 31 octobre 1987, l'effet net des débits d'eau inférieurs à la moyenne et d'une production de la centrale nucléaire supérieure à la moyenne a été un débit de la réserve pour la normalisation et un crédit au revenu net, de 11,7 millions $.

xi. <u>Réserve pour la normalisation de la production</u>

Convention - En plus de l'ajustement annuel au coût de la production (ajustement de normalisation de la

production), Énergie N.-B., lorsqu'elle le juge approprié, augmente la réserve pour la normalisation de la production en y affectant des montants venant des bénéfices réinvestis dans l'entreprise.

Les affectations sont faites pour assurer que les réserves seront suffisantes pour couvrir le coût de remplacement de la puissance en cas d'insuffisances du débit de l'eau et du rendement de la centrale nucléaire pendant une longue période.

Application - Les montants affectés sont subjectifs; ils sont fixés par la direction et approuvés par la Commission.

Analyse - Les principes comptables généralement acceptés exigent que les réserves soient créées uniquement à partir de l'avoir propre. Énergie N.-B. suit ce principe. D'autres entreprises de service public d'électricité du Canada utilisent des réserves pour la stabilisation des tarifs similaires conformément à la politique suivie par Énergie N.-B.

xii. <u>Compte de stabilisation des ventes d'économie</u>

Convention - Énergie N.-B. établit chaque année ses tarifs d'électricité de façon à couvrir ses coûts d'exploitation et à obtenir un rendement sur ses placements qui soit conforme à une gestion financière prudente. Chaque année, certains facteurs relatifs aux ventes d'économie, sur lesquels Énergie N.-B. a peu de pouvoirs, peuvent amener des dépenses ou des revenus différents des prévisions. Énergie N.-B. inscrit ces variations dans le compte de stabilisation des ventes d'économie.

Application - La différence entre les revenus réels et les revenus budgétisés pour les ventes d'économie est soustraite du revenu et imputée à ce compte reporté. Les reports sont ensuite amortis par imputation aux résultats des trois années suivantes.

Analyse - Nombre de services d'électricité canadiens font usage de comptes ou de réserves de stabilisation du tarif. Ils peuvent ainsi tenir compte de ces revenus ou dépenses imprévus dans le processus de fixation du tarif et amortir les reports en les imputant aux résultats de l'exercice financier au cours duquel ils ont été compris dans le tarif fixé.

Énergie N.-B. a adopté cette convention en 1982.

xiii. Perte de change latente

Convention - Les dettes en devises étrangères sont converties en dollars canadiens au cours en vigueur à la date du bilan, sauf celles qui ont fait l'objet de couverture par un contrat de change à terme; en un tel cas, on utilise pour la conversion le taux de change stipulé dans le contrat. Les pertes ou les gains non réalisés provenant de la conversion de dettes à long terme sont imputés aux résultats selon la méthode linéaire, jusqu'à échéance de la dette en question. Le solde non amorti des pertes ou gains de change reportés est accumulé dans un compte de change non réalisé qui figure au bilan avec les frais reportés.

Lorsqu'une débenture est rachetée avant son échéance et remplacée par le produit d'une nouvelle émission, le montant non amorti de la débenture ainsi que les frais et la perte de change si elle est importante continueront d'être amortis. La période d'amortissement dépend de la nouvelle négociation.

Application - Les gros montants de capitaux que requiert la nature de l'exploitation nécessitent l'accès au financement à long terme. Il arrive souvent qu'Énergie N.-B. soit obligée de s'adresser à des marchés extérieurs au Canada pour obtenir des fonds et soit donc exposée à des gains ou des pertes de change importants qui ne sont réalisés qu'au moment du remboursement.

Analyse - Les conventions adoptées par Énergie N.-B. pour la conversion, le report et l'amortissement correspondent aux principes comptables généralement acceptés. Elles sont également suivies de façon générale par les autres services publics d'électricité du Canada.

Deux séries de créances ont été refinancées au cours de la période courante. Le total de la perte de change non amortie au moment du refinancement se montait à 30,5 millions $. Cette perte de change réalisée sera amortie pendant la durée de la nouvelle dette négociée.

xiv. <u>Frais d'émission et escomptes de débentures et de billets</u>

Convention - Énergie N.-B. amortit les escomptes ou les primes et les frais d'émission des débentures et billets sur la durée de chacune de ses émissions.

Application - l'escompte ou la prime et les frais d'émission des débentures sont amortis selon la méthode linéaire pour la dette due à l'échéance. Pour les émissions pour lesquelles un remboursement se fait pendant la durée de la dette, l'amortissement est basé sur la dette restante.

Analyse - Cette convention suit les principes comptables généralement acceptés.

Ainsi que nous l'avons noté pour la convention relative aux différences de change latentes, quand la dette est remboursée avant son échéance avec le produit d'une nouvelle émission, l'escompte et les frais d'émission de la dette précédente continuent d'être reportés et amortis pendant la durée de la nouvelle émission de débentures. Les deux émissions refinancées pendant la période courante représentaient un total de 1,5 million en escomptes, non amorti au moment du refinancement.

CONCLUSION

Les principes comptables adoptés par Énergie N.-B. et leur application visent essentiellement la stabilisation des tarifs. La stabilisation des tarifs et l'équité entre les abonnés actuels et les abonnés futurs dans la province font partie des objectifs fixés par cette corporation.

Étant donné que les tarifs sont fixés au début de chaque exercice financier, selon le principe de gestion visant à couvrir les coûts d'exploitation et à obtenir un rendement

raisonnable sur les placements, toute variation importante des résultats réels de l'exploitation par rapport au budget sur lequel les tarifs sont basés causera un déséquilibre entre les revenus et les dépenses. C'est pourquoi les conventions comptables adoptées visent à reporter les coûts comme les revenus, pour atteindre l'objectif de stabilisation et de normalisation fixé.

C'est un fait bien prouvé par l'établissement de la réserve pour la normalisation de la production et du compte de stabilisation des ventes d'économie.

B. EXAMEN DU BÉNÉFICE NET AU 31 OCTOBRE

Dans le sommaire de l'état du bénéfice net reproduit ci-après (tableau XXV), les revenus et les dépenses ont été calculés en dollars MWh. L'augmentation de 8,5 % des revenus est due principalement à l'accroissement des ventes à l'exportation. Une grande partie de ces ventes - appelées ventes d'économie - sont des ventes interruptibles, non contractuelles. Elles sont attribuables au fait que les entreprises de service public de la Nouvelle-Angleterre trouvent qu'il leur en coûte moins cher d'acheter de l'électricité au Nouveau- Brunswick que de la produire elles-mêmes. L'augmentation des prix du pétrole au cours de l'année a rendu la production de certaines centrales de la Nouvelle-Angleterre plus coûteuse que celle des centrales d'Énergie N.-B.

Les coûts directs ont augmenté sensiblement dans deux secteurs :

1. les coûts en combustibles
2. l'électricité achetée.

Les coûts en combustibles, comprenant le mazout, le charbon et le combustible nucléaire, ont augmenté considérablement par suite de l'augmentation de la puissance produite avec du mazout et du charbon. Ce fait est dû aux faibles débits d'eau enregistrés pendant l'été de 1987, qui ont entraîné une baisse de la production des centrales hydrauliques par rapport à la période précédente.

Ce fait a également joué en faveur des achats d'électricité puisque le coût de l'électricité achetée est évalué à 80 % du coût de l'électricité produite avec du mazout.

Tous les autres coûts sont demeurés assez comparables, compte tenu de la production, mais le bénéfice net avant ajustements a diminué considérablement par suite de l'emploi de sources de production plus coûteuses.

C. EXAMEN DU BILAN

Nous avons examiné les bilans comparatifs au 31 octobre et analysé les principales différences. La plupart des différences sont expliquées dans l'analyse des conventions comptables et d'autres parties de ce rapport. Les points qui ne sont pas couverts dans une autre partie du rapport sont les suivants :

i. Les stocks;
ii. La provision pour comptes-clients.

i. Les stocks

Les stocks comprennent les articles figurant sur le tableau XXVI. L'augmentation d'environ 10 millions $ dans les stocks provient de l'accroissement du stock de mazout (de 52 %) par suite du plus grand usage fait de ce combustible (93 %). La politique adoptée par la direction sur le niveau des stocks varie en fonction des facteurs suivants :

1. L'usage prévu
2. Les changements des prix du marché
3. La capacité de stockage
4. La production courante de N.B. Coal (pour le stock de charbon seulement)
5. Le temps de fabrication (pour le combustible nucléaire.)

Par comparaison avec les périodes précédentes et compte tenu du niveau d'utilisation actuel, le niveau des stocks est raisonnable.

ii. Provision pour comptes-clients

Nous avons examiné la provision pour créances douteuses au 31 octobre 1987, en analysant la méthode de calcul employée, en étudiant le rapport sur les gros comptes d'énergie électrique au 31 octobre 1987 et les pratiques antérieures en matière de radiations. Pour les abonnés des services domestique et général la provision est d'environ 200 000 $ de plus que le montant moyen des radiations, qui est d'environ 800 000 $. Donc, la provision établie pour ces comptes est raisonnable. Pour les gros comptes industriels que nous avons examinés à cause de leur montant, la provision est satisfaisante. Donc, dans l'ensemble, la provision semble plus que suffisante pour couvrir les comptes qui devront être radiés.

D. EXAMEN DES PRÉVISIONS

Nous avons examiné les prévisions relatives au benefice net et à la production d'Énergie N.-B. pour la période allant du 1er novembre 1987 au 31 mars 1988, pour voir si elles sont plausibles. Énergie N.-B. a prévu pour cette période une perte de 7 millions $ avant ajustements, provenant surtout de l'augmentation du prix du mazout. À cette augmentation s'ajoute l'accroissement de l'emploi des centrales thermiques, du fait qu'à cette époque de l'année la production des centrales hydrauliques est à son plus bas niveau. Les prévisions d'Énergie N.-B. sont assez conservatrices pour les raisons suivantes :

* Les prévisions de la production de Point Lepreau représentent 80 % de la puissance de cette centrale alors qu'elle fonctionne normalement à plus de 90 % de sa capacité;

* les prévisions des ventes à l'exportation sont prudentes parce qu'il est impossible de prédire les ventes d'économie avec exactitude.

Ces deux facteurs seront rajustés par les comptes de normalisation s'ils sont nettement différents des prévisions.

Le bénéfice net prévu pour l'exercice financier est de 14,4 millions $, ce qui est bien inférieur au chiffre de l'exercice financier 1986-1987 et dû essentiellement aux deux facteurs suivants :

* le plus grand emploi fait de la production thermique par suite des faibles débits d'eau enregistrés pendant l'exercice financier;

* l'augmentation du prix du pétrole.

Les coûts prévus sont raisonnables compte tenu de la composition des sources de la production. Selon les prévisions, les ventes d'électrité dans la province augmenteront d'environ 3,6 % pendant l'année, ce qui paraît raisonnable étant donné l'augmentation du nombre des abonnés au 31 octobre 1987. Pour les ventes à l'exportation, les prévisions indiquent une baisse de 6 % attribuable surtout à un niveau exceptionnellement élevé des ventes d'économie en 1986 pendant l'arrêt de production de 6 semaines survenu à Maine Yankee.

TABLEAU XXV

	31 octobre MWH		31 octobre (millions $)		$/KWH	
	1987	1986	1987	1986	1987	1986
Ventes						
- Dans la province	5 547 000	5 269 000	293,2	277,6	0,053	0,053
- Exportations	4 000 000	4 411 000	182,7	160,2	0,046	0,036
- Autres			10,4	10,5		
	9 547 000	9 680 000	486,3	448,3	0,051	0,046
Coûts directs						
- Combustibles	4 939 000	4 444 000	73,3	48,8	0,014	0,011
- Achats	4 195 000	4 071 800	97,8	64,7	0,023	0,016
- Exploitation des centrales	6 244 000	6 493 000	63,1	57,8	0,010	0,009
Distribution			20,1	20,9	0,003	0,003
Administration			27,0	25,6	0,004	0,004
Amortissement			46,9	45,6	0,007	0,007
Coûts de financement			142,6	155,4	0,023	0,024
Déclassement			1,2	1,2		
	9 547 000	9 680 000	472,0	420,0	0,049	0,043
Bénéfice avant ajustements			14,3	28,3	0,0015	0,0029
Ajustements de stabilisation			7,9	<12,7>	0,0008	<0,0013>
			22,2	15,6	0,0023	0,0016

TABLEAU XXVI

	31 octobre (millions $)		Stock disponible (basé sur l'usage)	
			1987	1986
	1987	1986	(mois)	(mois)
Charbon	13,5	13,2	6,0	7,4
Mazout	24,6	16,1	3,7	4,7
Combustible nucléaire	14,8	17,9	12,0	12,0
Matériel et fournitures	19,8	16,1	--	--
Tambours et dévidoirs	0,6	0,4	--	--
	73,3	63,7		

T A B L E A U X X V I I

C.E.E.N.-B.

EXAMEN

AU 31 OCTOBRE 1987

Sommaire des chiffres réels et des prévisions jusqu'en mars 1988

	(millions $)			MWH			$/kWH
	Chiffres réels jusqu'au 31 octobre 87	Prévisions jusqu'en mars 88	Total	Chiffres réels jusqu'au 31 octobre 87	Prévisions jusqu'en mars 88	Total	
Ventes							
- Dans la province	293,2	264,0	557,2	5 547 000	5 086 000	10 633 000	0,052
- Exportations	182,7	111,3	294,0	4 000 000	2 489 500	6 489 500	0,045
- Autres	10,4	8,0	18,4				
	486,3	383,3	869,6			17 122 500	0,051
Coûts directs:							
- Combustibles	73,2	110,1	183,3	4 939 000	4 976 600	9 915 600	0,018
- Coûts des centrales	63,1	35,6	98,7	6 244 000	5 814 200	12 058 200	0,008
- Achats	97,8	61,4	159,2	4 195 000	2 329 800	6 524 800	0,024
Administration	47,0	46,4	93,4			12 058 200	0,008
Coûts de financement (amortissement inclus)	190,9	136,8	327,7			12 058 200	0,027
	472,0	390,3	862,3				0,050
Bénéfice net avant ajustements	14,3	(7,0)	7,3			17 122 500	0,0004
Ajustements de stabilisation	7,9	(0,8)	7,1			17 122 500	0,0004
BÉNÉFICE NET	**22,2**	**(7,8)**	**14,4**			**17 122 500**	**0,0008**

ANNEXE I

ÉTATS FINANCIERS AU 31 OCTOBRE 1987

COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

N.B. COAL

DATE 11/12/87

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

0000500

BILAN

AU 31 OCTOBRE 1987

ACTIF	MOIS COURANT	MOIS DERNIER	CHANGEMENT M.C./M.D.	ANNÉE DERNIÈRE	CHANGEMENT A.C./A.D.
IMMOBILISATIONS					
12 CENTRALES HYDRO-ÉLECTRIQUES	237,518,537	237,443,513	75,024	232,812,963	4,705,574
14 CENTRALES THERMIQUES	496,187,064	496,170,758	16,306	495,121,793	1,065,271
16 CENTRALES À DIESEL	4,380,067	4,380,067		4,380,067	
18 CENTRALES NUCLÉAIRES	1,489,883,808	1,489,883,808		1,480,953,470	8,930,338
21 TOTAL DES CENTRALES	2,227,969,476	2,227,878,146	91,330	2,213,268,293	14,701,183
24 RÉSEAU DE TRANSPORT	163,967,453	164,096,125	-128,672	162,137,507	1,829,946
25 SOUS-STATIONS	207,386,933	206,713,976	672,957	200,289,949	7,096,984
26 RÉSEAU DE DISTRIBUTION	335,380,369	332,177,763	3,202,606	304,133,200	31,247,169
27 AUTRES BIENS	31,653,798	31,653,798		28,225,257	3,428,541
28 MATÉRIEL DE COMMUNICATIONS	7,340,013	7,188,890	151,123	7,144,127	195,886
29 PARC AUTOMOBILE	20,744,522	21,202,514	-457,992	18,802,439	1,942,083
30 MATÉRIEL DE BUREAU	12,002,617	11,871,541	131,076	10,933,461	1,069,156
31 OUTILLAGE ET ÉQUIPEMENT	4,990,660	4,990,660		4,293,145	697,515
34 TOTAL DES IMMOBILISATIONS	3,011,435,841	3,007,773,413	3,662,428	2,949,227,378	62,208,463
36 MOINS CONTRIBUTIONS	-73,433,066	-73,279,034	-154,032	-36,074,100	-37,358,966
39 TOTAL MOINS CONTRIBUTIONS	2,938,002,775	2,934,494,379	3,507,396	2,913,153,278	24,849,497
41 MOINS AMORTISSEMENT CUMULÉ	-670,702,841	-664,485,232	-6,217,609	-594,764,339	-75,938,502
44 TOT MNS CONTRIB ET AMOR CUM	2,267,299,934	2,270,009,147	-2,709,213	2,318,388,939	-51,089,005
46 CONSTRUCTION EN COURS	85,489,571	83,089,321	2,400,250	44,267,494	41,222,077
49	2,352,789,505	2,353,098,468	-308,963	2,362,656,433	-9,866,928

DATE 11/12/87

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

0000501

BILAN

AU 31 OCTOBRE 1987

ACTIF	MOIS COURANT	MOIS DERNIER	CHANGEMENT M.C./M.D.	ANNÉE DERNIÈRE	CHANGEMENT A.C./A.D.
IMMOBILISATIONS					
TERRAIN, BÂTIMT, CENTRL, ÉQUIP PRIX COÛTANT MOINS AMORT CUMUL					
14 CONSTRUCTION EN COURS	2,352,789,505	2,353,098,468	-308,963	2,362,656,433	-9,866,928
ACTIF À COURT TERME					
18 ENCAISSE, COMPTE EN BANQUE	5,775,360	7,409,606	-1,634,246	1,207,601	4,567,759
19 AVANCES À COURT TERME	108,252	103,481	4,771	101,206	7,046
20 PLACEMENTS TEMPORAIRES	349,144	326,096	23,048	2,608,543	-2,259,399
22 ENCAISSE, PLACE À CRT TRME	6,232,756	7,839,183	-1,606,427	3,917,350	2,315,406
COMPTES DÉBITEURS					
25 REVENU À RECEVOIR	12,031,000	10,054,000	1,977,000	12,374,312	-343,312
26 ÉNERGIE ÉLECTRIQUE	63,661,011	63,339,139	321,872	56,709,606	6,951,405
27 VENTES AU DÉTAIL	23,676,760	21,741,173	1,935,587	21,354,693	2,322,067
28 DIVERS	3,084,033	4,202,343	-1,118,310	1,389,100	1,694,933
29 EMPLOYÉS	5,397	-2,607	8,004	157,740	-152,343
30 PRÊTS - CÂBLAGE	2,932,800	2,937,707	-4,907	2,552,719	380,081
31 PRÊTS AUX EMPLOYÉS	549,834	521,086	28,748	383,228	166,606
32 COMPTES IRRÉCOUVRABLES	-3,784,886	-3,694,785	-90,101	-4,484,203	699,317
33 PRÊTS - ISOLATION DOMEST	2,512,626	2,536,536	-23,910	3,220,652	-708,026
34 RECOUVR COTISATN BRUT SYNTH					
35 INTER - PLACE À LONG TERME	161,676	124,413	37,263		161,676
37 TOT - COMPT DÉBIT CI-DESSUS	104,830,251	101,759,005	3,071,246	93,657,847	11,172,404
38 AUTRES COMPTES DÉBITEURS	-1,895,595	-2,653,493	757,898	55,667	-1,951,262
40 COMPTES DÉBITEURS NETS	102,934,656	99,105,512	3,829,144	93,713,514	9,221,142
STOCKS					
43 STOCK DE CHARBON	13,578,826	12,681,382	897,444	13,281,510	297,316
44 STOCK DE MAZOUT	24,590,642	26,191,366	-1,600,724	16,176,273	8,414,369
45 STOCK - MATÉRIEL ET FOURNTR	19,832,694	20,995,946	-1,163,252	16,097,765	3,734,929
46 STOCK - DÉVIDOIR ET TAMBOUR	582,983	556,932	26,051	451,038	131,945
47 STOCK - COMBUSTIB NUCLÉAIRE	14,837,778	14,364,352	473,426	17,887,596	-3,049,818
48 STOCK D'EAU LOURDE	-109,462	-55,807	-53,655	-247,239	137,777
52 TOTAL DES STOCKS	73,313,461	74,734,171	-1,420,710	63,646,943	9,666,518
54 TOT - À RECEVOIR ET STOCKS	182,480,873	181,678,866	802,007	161,277,807	21,203,066

DATE 11/12/67

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

0000502

BILAN

AU 31 OCTOBRE 1987

ACTIF	MOIS COURANT	MOIS DERNIER	CHANGEMENT M.C./M.D.	ANNÉE DERNIÈRE	CHANGEMENT A.C./A.D.
FRAIS PAYÉS D'AVANCE					
11 ASSURANCE PAYÉE D'AV	1,499,400	1,970,711	-471,311	1,302,227	197,173
12 TAXES PAYÉES D'AVANCE	2,864,677	4,297,016	-1,432,339	2,709,970	154,707
13 AUTRES COMPTES PAYÉS D'AVNC	20,925	20,925		20,925	
14 CMPTES PAYÉS D'AV - ESCOMPT					
15 ACCIDENTS DU TRAVAIL	-24,607	826	-25,433	-44,925	20,318
16 EXPLOITATION DU PARC AUTO	-1,404,370	-792,493	-611,877	-46,866	-1,357,504
22 FRAIS PAYÉS D'AVANCE	2,956,025	5,496,985	-2,540,960	3,941,331	-985,306
25 TOTAL - ACTIF À COURT TERME	185,436,898	187,175,851	-1,738,953	165,219,138	20,217,760
FRAIS REPORTÉS					
29 CMPT DE STAB, VENTES D'ÉCON				630,383	-630,383
30 PERTE - CHANGE NON AMORTIE	158,243,235	140,593,032	17,650,203	212,942,931	-54,699,696
31 DÉB NON AMRT, ESCMP ET CHNG	18,502,181	18,756,431	-254,250	21,606,918	-3,104,737
32 COÛT DE DÉVELOPPEMENT	812,648	843,820	-31,172	1,195,064	-382,416
33 CMPT DÉBIT LNG TRM, DÉCLASS	54,426,143	54,604,590	-178,447	56,567,507	-2,141,364
34 ÉLÉMENTS D'ACTIF REPORTÉS	2,302,441	2,280,272	22,169		2,302,441
36 TOTAL DES FRAIS REPORTÉS	234,286,648	217,078,145	17,208,503	292,942,803	-58,656,155
PLACEMENTS					
40 FONDS D'ASSURANCE				7,636,494	-7,636,494
42 N.B. COAL	1	1		1	
45 TOTAL DES PLACEMENTS	1	1		7,636,495	-7,636,494
47 CMPTES DÉBITEURS LONG TERME					
48 PLACEMENTS À LONG TERME	4,500,000	4,500,000		1,000,000	-1,000,000
					4,500,000
50 TOTAL DES ÉLÉMENTS D'ACTIF	2,777,013,052	2,761,852,465	15,160,587	2,829,454,869	-52,441,817

DATE 11/12/87

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

0000503

BILAN

AU 31 OCTOBRE 1987

	PASSIF	MOIS COURANT	MOIS DERNIER	CHANGEMENT M.C./M.D.	ANNÉE DERNIÈRE	CHANGEMENT A.C./A.D.
	DETTE À LONG TERME					
13	DÉBENTURES ÉMISES PAR CEENB	2,114,168,464	2,093,151,639	21,016,825	2,172,644,307	-58,475,843
14	MOINS FONDS D'AMORTISSEMENT	-411,253,492	-401,843,819	-9,409,673	-355,249,840	-56,003,652
16		1,702,914,972	1,691,307,820	11,607,152	1,817,394,467	-114,479,495
18	PRÊT DU NOUVEAU-BRUNSWICK					
19	MOINS FONDS D'AMORTISSEMENT					
21		---------	---------	---------	---------	---------
23	BILLET PAYABLE À L'EACL	332,813,814	332,813,814		337,724,486	-4,910,672
24	PRÊTS - NBTEN CANADA POWER	41,877,603	41,877,603		43,708,603	-1,831,000
25	PRÊT - ÉNER, MINES ET RESSR	6,126,160	6,126,160		6,195,570	-69,410
26	PRÊT - CITÉ DE CAMPBELLTON	756,633	756,633		848,132	-91,499
27	CONTRAT LOCATN-ACQUISITION					
30		---------	---------	---------	---------	---------
		2,084,489,182	2,072,882,030	11,607,152	2,205,871,258	-121,382,076
32	MNS TRNCH EXIG DETT LNG TRM	136,804,742	57,090,782	79,713,960	59,300,119	77,504,623
36	TOTAL - DETTE À LONG TERME	1,947,684,440	2,015,791,248	-68,106,808	2,146,571,139	-198,886,699

DATE 11/12/87

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

0000504

BILAN

AU 31 OCTOBRE 1987

PASSIF	MOIS COURANT	MOIS DERNIER	CHANGEMENT M.C./M.D.	ANNÉE DERNIÈRE	CHANGEMENT A.C./A.D.
12 DETTE À LONG TERME	1,947,684,440	2,015,791,248	-68,106,808	2,146,571,139	-198,886,699
PASSIF À COURT TERME					
17 DÉCOUVERT BANCAIRE	9,943,447	10,703,782	-760,335	10,833,925	-890,478
18 PRÊTS BANCAIRES					
19 EMPRUNT À COURT TERME	16,810,980	13,928,340	2,882,640		16,810,980
21 TOTAL - EMPRUNTS À CRT TERM	26,754,427	24,632,122	2,122,305	10,833,925	15,920,502
COMPTES CRÉDITEURS					
24 CMPTES CRÉDITEURS RÉGULIERS	2,586,540	4,624,429	-2,037,889	2,074,377	512,163
25 RETENUES - IMPÔTS SUR REV	3,845,359	2,836,061	1,009,298	3,628,801	216,558
26 TAXE - ENTREPRS DE SERV PUB					
27 COÛT À PAYER - COMBUSTIBLE	3,267,989	7,161,469	-3,893,480	1,693,106	1,574,883
28 COTISATION - BRUT DE SYNTH					
31 TOTAL PARTIEL	9,699,888	14,621,959	-4,922,071	7,396,284	2,303,604
33 AUTRES COMPTES CRÉDITEURS	4,234,002	3,519,819	714,183	3,398,664	835,338
36 TOTAL - COMPTES CRÉDITEURS	13,933,890	18,141,778	-4,207,888	10,794,948	3,138,942
37 DETTE COURUE - CMPTS CRÉDTR					
38 DETTE COURUE - ACHATS ÉLECT	14,280,375	14,767,892	-487,517	11,237,635	3,042,740
39 DETTE COURUE - AUTRES	4,950,889	9,311,344	-4,360,455	1,563,379	3,387,510
40 TOTAL DES FRAIS COURUS	19,231,264	24,079,236	-4,847,972	12,801,014	6,430,250
41 AVANCES - ABONNÉS	335,943	269,851	66,092	23,904	312,039
42 AVANCES - ISOLATION DOMEST	2,996,440	2,996,440		2,996,440	
44 SALAIRES COURUS	4,461,732	6,977,211	-2,515,479	4,314,069	147,663
46 DÉPÔTS - CONTRATS	315,730	295,353	20,377	316,218	-488
48 TOT: CMPTS CRÉD, FRAIS COUR	41,274,999	52,759,869	-11,484,870	31,246,593	10,028,406
50 INTÉRÊT COURU SUR LA DETTE	94,027,958	85,718,996	8,308,962	96,223,498	-2,195,540
51 INTÉRÊT COURU - N.-B.					
52 TRNCH EXIG - DETTE LONG TRM	136,804,742	57,090,782	79,713,960	59,300,119	77,504,623
53 RETENUE - CONTRATS EN COURS	2,109,498	2,449,482	-339,984	4,032,657	-1,923,159
54 DÉPÔTS DE GARANTIE	1,559,155	1,532,027	27,128	1,272,233	286,922
58 TOT - PASSIF À COURT TERME	302,530,779	224,183,278	78,347,501	202,909,025	99,621,754

AU 31 OCTOBRE 1987

PASSIF PASSIF	MOIS COURANT	MOIS DERNIER	CHANGEMENT M.C./M.D.	ANNÉE DERNIÈRE	CHANGEMENT A.C./A.D.
12 TOT - PASSIF À COURT TERME	302,530,779	224,183,278	78,347,501	202,909,025	99,621,754
PASSIF REPORTÉ					
18 CMPTE DE STAB - VNTS D'ÉCON	6,764,379	5,956,105	808,274		6,764,379
19 DÉCLASSEMENT	66,703,576	66,601,785	101,791	65,623,719	1,079,857
20 GEST DU COMBUSTIBLE IRRADIÉ	37,019,701	36,092,985	926,716	27,336,687	9,683,014
22 T PRT: GEST COMB IRR/DÉCLAS	103,723,277	102,694,770	1,028,507	92,960,406	10,762,871
26 TOTAL DU PASSIF REPORTÉ	110,487,656	108,650,875	1,836,781	92,960,406	17,527,250
RÉSERVES					
32 RÉSERV - NORMLSN PROD HYDR	20,555,386	21,640,386	-1,085,000	42,193,386	-21,638,000
34 RÉSERV - NORMLSN PROD NUCL	78,273,588	77,042,588	1,231,000	65,386,588	12,887,000
36 AFFECT - NORMLSN DE LA PROD	152,000,000	152,000,000		135,000,000	17,000,000
38 ASSURANCES				7,500,000	-7,500,000
40 TOTAL DES RÉSERVES	250,928,974	250,682,974	246,000	250,079,974	749,000
BÉNÉFICES RÉINVESTIS					
46 AU 1ER AVRIL	143,295,883	143,295,883		121,363,533	21,932,350
47 CUMUL ANNUEL	22,185,320	19,248,207	2,937,113	15,570,792	6,614,528
AFFECTATIONS AUX RÉSERVES					
52 TOT - BÉNÉFICES RÉINVESTIS	165,481,203	162,544,090	2,937,113	136,934,325	28,546,878
55 TOT - PASSIF ET BÉNÉF RÉINV	2,777,013,052	2,761,852,465	15,160,587	2,829,454,869	-52,441,817

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

BILAN CONDENSÉ

AU 31 OCTOBRE 1987

ACTIF	MOIS COURANT	MOIS DERNIER	CHANGEMENT M.C./M.D.	ANNÉE DERNIÈRE	CHANGEMENT A.C./A.D.
11 IMMOBILISATIONS	2,352,789,502	2,353,098,468	-308,963	2,362,656,433	-9,866,928
12 ACTIF À CRT TRM MNS STOCKS	112,123,437	112,441,680	-318,243	101,572,195	10,551,242
13 STOCKS	73,313,461	74,734,171	-1,420,710	63,646,943	9,666,518
14 FRAIS REPORTÉS	234,286,648	217,078,145	17,208,503	292,942,803	-58,656,155
15 PLACEMENTS	1	1		7,636,495	-7,636,494
16 CMPTS DÉBITEURS À LONG TERM				1,000,000	-1,000,000
17 PLACEMENTS À LONG TERME	4,500,000	4,500,000			4,500,000
19 TOTAL DE L'ACTIF	2,777,013,052	2,761,852,465	15,160,587	2,829,454,869	-52,441,817
PASSIF					
29 TOTAL - DETTE À LONG TERME	2,084,489,182	2,072,882,030	11,607,152	2,205,871,258	-121,382,076
31 MNS TRNCH EXIG DET LNG TRME	-136,804,742	-57,090,782	-79,713,960	-59,300,119	-77,504,623
33 DETTE À LONG TERME NETTE	1,947,684,440	2,015,791,248	-68,106,808	2,146,571,139	-198,886,699
35 PASSIF À COURT TERME	302,530,779	224,183,278	78,347,501	302,909,025	-99,621,754
36 PASSIF REPORTÉ	110,487,656	108,650,875	1,836,781	92,960,406	17,527,250
37 RÉSERVES	250,828,974	250,682,974	146,000	250,079,974	749,000
40 BÉNÉFICES RÉINVESTIS	2,611,531,849	2,599,308,375	12,223,474	2,692,520,544	-80,988,695
42 AU 1ER AVRIL	143,295,883	143,295,883		121,363,533	21,932,350
44 CUMUL ANNUEL	22,185,320	19,248,207	2,937,113	15,570,792	6,614,528
AFFECTATIONS AUX RÉSERVES					
49 TOT - BÉNÉFICES RÉINVESTIS	165,481,203	162,544,090	2,937,113	136,934,325	28,546,878
53 TOTAL DU PASSIF	2,777,013,052	2,761,852,465	15,160,587	2,829,454,869	-52,441,817

DATE 11/17/87

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

00001 PG

ÉTAT DES RÉSULTATS

EXERCICE TERMINÉ LE 31 OCTOBRE 1987

	MOIS COURANT CHIFFRES RÉELS	MOIS COURANT BUDGET	CHIFFRES RÉELS CUMUL ANNUEL	BUDGET CUMUL ANNUEL		DESCRIPTION DES COMPTES	CHIFFRES RÉELS + SOLDE DU BUDGET	PRÉVISIONS COURANTES	BUDGET OFFICIEL
10	100,687	83,000	569,181	581,000	312006	EXPORTATIONS M P	984,181	930,000	996,000
11	73,045	120,000	696,182	562,000	312001	EXPORTES GARANTIES	1,000,182	1,150,000	866,000
12	13,195,501	13,196,855	106,121,313	99,557,054	312003	EXPORT D'ÉCONOMIE	177,082,259	172,707,000	170,518,000
13	100,008	60,000	794,242	420,000	312004	CENTRAL MAINE	794,242	750,000	420,000
14					312005	EXPORTS COLESON COVE			
15	10,914,193	9,856,164	74,362,001	67,634,777	312009	EXPRTS POINT LEPREAU	121,322,224	117,646,000	114,595,000
16	54,540	50,000	171,255	160,000	312002	EXPORTS GARANTIES IPE	211,255	275,000	200,000
17					312008	EXPORTATIONS HARBOR			
18	4,130	4,500	27,780	31,500	312011	ENEC SERV DE TRANSP	50,280	54,000	54,000
19					312012	MAINE ELECTRIC		354,000	
20					312013	MARITIME ELECTRIC		44,000	
22	24,442,204	23,370,519	182,741,954	168,946,331	TOT PART - REV D'INTERCONNEX		301,444,623	293,890,000	287,649,000
24	14,263,253	13,720,000	96,218,818	94,732,000	313	ÉNER - SECT INDUSTRL	161,292,818	161,035,000	159,806,000
25	756,617	799,630	6,550,018	6,995,650	313001	INTERRUPTIBLE	10,280,368	10,850,000	8,720,000
26	251,168	164,950	1,225,426	1,281,140	313003	CONTRAT	2,086,286	2,100,000	2,142,000
27	3,592,345	3,748,000	22,812,802	23,424,000	311	EN GROS POUR REVENTE	47,601,802	48,213,000	48,213,000
29	18,861,383	18,432,580	126,807,064	124,432,790	TOT PART - TRANSPORT AU N-B		221,261,274	222,202,000	218,887,000
32	43,303,587	41,803,099	309,549,018	293,379,121	TOTAL - REVENUS DE TRANSPORT		522,705,897	516,092,000	506,536,000
34	2,095,536	2,018,000	14,633,681	14,058,000	321	DISTR - SECT INDUSTR	24,593,681	24,280,000	24,018,000
35	7,496,834	7,343,000	52,782,859	51,642,000	322	SERVICE GÉNÉRAL	103,971,859	103,997,000	102,831,000
36	13,866,620	13,764,000	93,943,520	92,794,000	323	SERVICE DOMESTIQUE	197,960,520	197,387,000	196,811,000
37	808,035	699,000	5,091,439	4,844,000	324	ÉCLAIRAGE PUBLIC	9,553,439	9,460,000	9,306,000
38	172,086	166,000	1,208,382	1,103,000	325	FRAIS - BRANCHEMENT	1,705,382	1,600,000	1,600,000
40	26,619,111	25,991,000	167,659,881	164,441,000	TOT PART - RÉS DE DISTRIBUTION		337,784,881	336,724,000	334,566,000
42	107,134	141,000	888,545	972,000	327	FRAIS SUPPLÉMENTRS	1,916,545	2,000,000	2,000,000
43	500,719	388,400	2,982,956	2,764,100	346	VENTES DE VAPEUR	5,007,856	5,208,044	4,789,000
45	70,330,551	68,323,499	481,080,400	461,556,221	TOTAL - REVENUS D'EXPLOITATION		867,415,179	860,024,044	847,891,000
46	93,632		649,465		340	INSTALLATIONS LOUÉES	649,465	1,110,000	
47	230	833	2,185	5,831	341	MAISONS DE L'ERTE	6,354	10,000	10,000
48	41,645	37,500	290,269	262,500	342	AUTRES PROPRIÉTÉS	477,769	450,000	450,000
49	5,604	1,250	24,686	8,750	343	ESCOMPTE GAGNÉ	30,936	13,000	15,000
50	7,156	8,333	123,731	58,331	344	REBUT-VENTES	165,400	100,000	100,000
51	410,052	384,000	2,821,978	2,649,000	345	LOC CHAUFFE-EAU	4,772,978	4,792,000	4,600,000
52	118,258	132,000	825,520	924,000	348	CONTRAT IPE	1,485,520	1,450,000	1,584,000
53	111,970	133,333	541,781	933,331	347	REVENUS DIVERS	1,208,450	1,600,000	1,600,000
55	787,547	697,249	5,279,615	4,841,743	TOTAL PARTIEL - REVENUS DIVERS		8,796,872	9,527,000	8,359,000
58	46,675,894	45,650,229	303,618,061	297,451,633	TOTAL PARTIEL - REVENUS AU N-B		574,767,428	575,661,044	568,601,000
60	71,113,038	69,020,748	484,360,015	469,397,964	TOTAL DES REVENUS		876,212,051	869,551,044	856,250,000

DATE 11/10/87

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

ÉTAT DES RÉSULTATS PAR DIVISION

EXERCICE TERMINÉ LE 31 OCTOBRE 1987

00001 84

	MOIS COURANT CHIFFRES RÉELS	MOIS COURANT BUDGET	CHIFFRES RÉELS CUMUL ANNUEL	BUDGET CUMUL ANNUEL	DESCRIPTION	CHIFFRES RÉELS + SOLDE DU BUDGET	PRÉVISIONS COURANTES	BUDGET OFFICIEL
10	28.428	28.968	160.729	172.011	PRÉSIDENT ET COMMISSAIRES	274.918	293.113	286.200
11	332.840	321.849	1.799.225	1.889.130	DIRECTEUR-GÉNÉRAL	3.080.397	3.047.372	3.170.302
12	836	3.793	2.272	22.516	ÉTUDES ÉCONOMIQUES GÉNÉRALES	17.306	37.550	37.550
13	63.033	77.331	408.496	478.997	AFFAIRES PUBLIQUES	729.903	800.404	800.404
14	225.063	245.157	1.504.741	1.472.804	PLANIFICATION ET DÉVELOPPEMENT	2.485.634	2.545.047	2.453.647
15	297.581	96.949	1.402.823	572.678	CONTRÔLEUR	1.851.788	1.021.643	1.021.643
16	51.868	75.181	310.496	414.787	TRÉSORERIE	574.984	679.275	679.275
18	996.689	851.224	5.588.782	5.022.923	TOTAL	9.014.930	8.424.404	8.449.071
21	174.791	194.478	964.270	1.081.636	ADMINISTRATION			
22					COMPTABILITÉ	1.648.385	1.765.751	1.765.751
23	406.843	450.890	2.395.749	2.479.151	ÉTAT D'INFO DE DIRECTION	4.115.869	4.199.271	4.199.271
24	169.944	183.213	982.322	1.019.406	GESTION DU MATÉRIEL	1.635.800	1.710.825	1.672.884
25	77.133	137.971	1.477.714	1.107.397	RESSOURCES HUMAINES	2.711.054	2.410.423	2.340.737
26	953.241	906.253	5.330.819	5.355.481	SERVICES	8.876.709	9.020.372	8.901.371
27	56.195	60.658	307.340	334.601	VÉRIFICATION INTERNE	520.709	547.970	547.970
28	43.292	22.815	300.026	123.065	GROUPE DU PERSONNEL DE SOUTIEN	377.528	200.567	200.567
29	8.769	16.210	59.165	87.910	STAGIAIRES EN GESTION	114.675	143.420	143.420
32	1.910.233	1.972.088	11.817.405	11.588.647	TOTAL - ADMINISTRATION	20.000.729	20.998.599	19.771.971
					EXPLOITATION			
35	296.269	293.612	1.729.798	1.680.439	INGÉNIERIE ET CONSTRUCTION	2.823.610	2.907.475	2.774.251
36	34.095	42.533	217.746	246.296	GESTION DES COMBUSTIBLES	379.246	407.796	407.796
37					ADMINISTRTN DE L'EXPLOITATION			
38	9.081	6.091	45.155	33.367	CHEF. SERVICES TECHNIQUES	66.377	81.351	54.589
39					RECHERCHE ET DÉV. EXPLOITTN			
40	982.240	893.916	5.668.165	5.232.380	EXPLOITATION DU RÉSEAU	9.091.562	8.657.477	8.655.777
42	1.320.685	1.236.152	7.660.864	7.192.482	TOTAL - EXPLOITATION	12.360.795	12.054.099	11.892.413
					EXPLOITATION DES CENTRALES			
45	458.123	355.983	3.272.745	3.259.466	EXPL DES CENTRALES - SIÈGE SOC	5.421.353	5.408.074	5.408.074
46	477.508	1.026.961	4.912.300	4.919.551	RÉGION EST	8.518.379	9.402.520	9.525.630
47	1.523.648	1.010.302	9.522.797	8.466.211	RÉGION NORD-EST	13.672.426	13.355.885	12.615.840
48	366.945	379.886	2.277.804	2.337.202	RÉGION NORD-OUEST	3.855.981	4.195.379	3.915.379
49	153.170	380.122	3.043.834	2.124.049	RÉGION OUEST	4.448.654	4.074.894	3.529.069
50	2.343.540	1.851.139	13.777.447	11.294.768	RÉGION SUD-OUEST	21.372.151	19.906.649	18.889.472
51	1.655.401	3.936.960	26.247.137	26.685.740	POINT LEPREAU	43.091.849	43.920.189	43.530.452
53	9.178.336	9.121.333	63.053.864	60.086.987	TOTAL - EXPLTTN DES CENTRALES	100.380.793	100.263.590	97.413.916
55	524.316	476.743	2.817.303	2.881.378	DISTRIBUTION - SIÈGE SOCIAL	4.681.298	4.727.923	4.745.373
56	3.088.841	3.094.043	17.281.165	18.319.094	DISTRIBUTION - DISTRICTS	29.127.626	30.406.387	30.165.555
58	3.613.157	3.570.786	20.098.468	21.200.472	TOTAL - DISTRIBUTION	33.808.924	35.134.310	34.910.928
60	17.212.100	16.751.583	108.219.383	105.091.511	TOT PARTIEL - DÉPENSES PAR DIV	175.566.171	176.875.002	172.438.299

DATE 11/10/87

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

ÉTAT DES RÉSULTATS PAR DIVISION

EXERCICE TERMINÉ LE 31 OCTOBRE 1987

00001 89

	MOIS COURANT CHIFFRES RÉELS	MOIS COURANT BUDGET	CHIFFRES RÉELS CUMUL ANNUEL	BUDGET CUMUL ANNUEL	DESCRIPTION	CHIFFRES RÉELS + SOLDE DU BUDGET	PRÉVISIONS COURANTES	BUDGET OFFICIEL
12	158.420	129.692	678.972	785.309				
13	457.017	447.373	2.326.847	2.635.366	DISTRIBUTION - DISTRICTS			
14	78.125	84.353	452.611	505.681	DISTRICT DE BOUCTOUCHE	1.195.870	1.302.207	1.302.207
15	130.807	105.840	619.191	655.957	DISTRICT DE MONCTON	4.049.060	4.357.579	4.357.579
16	182.092	194.499	1.083.563	1.182.197	DISTRICT DE SACKVILLE	764.423	817.493	817.493
17	165.516	152.967	912.858	891.784	DISTRICT DE SHEDIAC	1.053.881	1.044.977	1.090.647
18	305.086	275.895	1.675.092	1.625.132	DISTR DE BATHURST	1.871.374	2.079.587	1.970.008
19	201.678	253.494	1.310.446	1.491.341	DISTR DE CAMPBELLTON-DALHOUSIE	1.499.805	1.478.711	1.478.711
20	177.496	218.961	1.203.829	1.294.600	DISTRICT DE CHATHAM	2.714.324	2.728.309	2.664.364
21	109.398	150.087	710.541	876.199	DISTRICT DE TRACADIE	2.282.230	2.463.125	2.463.125
22	180.932	236.295	1.319.155	1.391.778	DISTRICT DE ROTHESAY	2.040.101	2.130.872	2.130.872
23	463.375	384.434	2.428.818	2.263.574	DISTRICT DE SUSSEX	1.287.323	1.452.981	1.452.981
24	220.390	245.169	1.392.965	1.470.713	DISTRICT DE ST. STEPHEN	2.131.388	2.204.011	2.204.011
25	299.509	214.984	1.186.277	1.249.483	DISTRICT DE FREDERICTON	3.893.413	3.841.147	3.728.169
27	3.088.841	3.094.043	17.281.165	18.319.094	DISTRICT DE GRAND-SAULT	2.357.222	2.434.970	2.434.970
					DISTRICT DE WOODSTOCK	1.987.212	2.070.418	2.070.418
					TOTAL NET - DISTRICTS	29.127.626	30.406.387	30.165.555

DATE 11/17/87

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

ÉTAT DES RÉSULTATS PAR DIVISION

EXERCICE TERMINÉ LE 31 OCTOBRE 1987

00001 66

	MOIS COURANT CHIFFRES RÉELS	MOIS COURANT BUDGET	CHIFFRES RÉELS CUMUL ANNUEL	BUDGET CUMUL ANNUEL	DESCRIPTION	CHIFFRES RÉELS + SOLDE DU BUDGET	PRÉVISIONS COURANTES	BUDGET OFFICIEL
10	17.019.100	16.751.583	108.219.383	105.091.511	TOT PARTIEL - DÉPENSES PAR DIV	175.566.171	176.875.002	172.438.299
12	-646.200	-409.000	-4.017.694	-2.863.000	FRAIS ADMIN IMPUTÉS AU CAPITAL	-6.254.694	-6.600.000	-5.100.000
14					IMPRÉVUS	11.368.478	11.368.478	11.368.478
16	842.815	824.000	5.899.705	5.768.000	TAXE - ENTREPRISES DE SERV PUB	10.431.705	10.300.000	10.300.000
19	17.195.715	17.166.583	110.101.394	107.996.511	TOT PARTIEL - DÉP CONTRÔLABLES	191.111.660	191.943.480	189.006.777
23	254.251	256.805	1.789.941	1.835.258	FRAIS FINANCIERS ESCOMPTE SUR LES DÉBENTURES	3.131.129	3.136.729	3.176.446
25	19.047.459	19.499.495	133.811.416	136.555.465	INTÉRÊTS SUR LES DÉBENTURES	231.029.951	228.979.000	233.979.000
27	4.558.545	4.829.584	30.211.794	34.408.586	CHANGE	54.350.206	54.015.000	58.547.000
29	474.482	243.749	1.446.183	1.706.243	ESCOMPTE SUR CHANGE, INT BANC	2.664.920	2.400.000	2.925.000
32	24.334.737	24.829.633	167.059.314	174.505.554	TOTAL PARTIEL	291.176.206	288.025.729	298.622.446
36	-3.483.501	-3.700.437	-24.335.732	-25.440.504	INT + FONDS D'AMORTISSEMENT PLACEMENT - FONDS	-45.150.693	-42.500.000	-46.255.465
38	-376.306	-331.249	-1.724.214	-2.318.743	INTÉRÊTS CAPITALISÉS	-3.380.471	-3.400.000	-3.975.000
40	342.716	255.703	1.646.954	1.789.921	INTÉRÊT - AUTRES FORMES CRÉD	2.925.470	3.504.501	3.068.437
43	20.617.646	21.053.650	142.646.322	148.536.228	FRAIS FINANCIERS NETS	245.570.512	245.630.230	251.460.418
45	178.447	180.948	1.249.129	1.266.622	DÉCLASSEMENT	2.153.867	2.171.360	2.171.360
47	6.776.974	6.545.479	46.947.976	46.038.353	AMORTISSEMENT	79.895.677	79.867.688	78.986.054
50	27.573.067	27.780.075	190.843.427	195.841.203	TOTAL PARTIEL - FRAIS FIXES	327.620.056	327.669.278	332.617.832

DATE 11/10/87

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

ÉTAT DES RÉSULTATS PAR DIVISION

EXERCICE TERMINÉ LE 31 OCTOBRE 1987

00001 07

	MOIS COURANT CHIFFRES RÉELS	MOIS COURANT BUDGET	CHIFFRES RÉELS CUMUL ANNUEL	BUDGET CUMUL ANNUEL	DESCRIPTION	CHIFFRES RÉELS + SOLDE DU BUDGET	PRÉVISIONS COURANTES	BUDGET OFFICIEL
					COMBUSTIBLES			
12	68,060	107,300	371,988	646,300	432200 HUILE LÉGÈRE	880,688	1,155,000	1,155,000
14	34,739	30,800	134,103	215,900	432400 DIESEL	280,203	362,000	362,000
16	2,727,000	1,607,000	15,206,071	10,272,000	432100 CHARBON	39,094,071	39,347,000	34,160,000
18	6,156,557	7,422,000	46,383,977	41,183,000	432300 BASOUT C	95,946,977	123,808,000	90,746,000
20	620,482	493,000	3,715,929	3,450,000	432600 COMBUSTIBLE IRRADIÉ	6,180,929	6,330,000	5,915,000
22	1,504,198	1,270,000	8,803,439	8,884,000	432700 COMB NUCLEAIRE	15,154,439	15,695,000	15,235,000
24	-384,712	-106,000	-1,365,156	-1,060,000	432950 RÉCUP DU COMBUSTIBLE	-2,888,156	-3,325,000	-2,583,000
27	10,727,833	10,819,100	73,250,351	63,591,200	TOTAL PARTIEL - COMBUSTIBLES	154,649,151	183,372,000	144,990,000
29	14,426,198	15,289,470	97,836,624	95,503,119	ACHATS D'ÉLECTRICITÉ	174,861,505	159,268,000	172,528,000
32	25,154,031	26,108,570	171,086,975	159,094,319	TOT PART - DÉPENSES EN ÉNERGIE	329,510,656	342,640,000	317,518,000
35	1,190,387	-2,038,429	14,293,918	3,438,288	BÉNÉFICE AVANT AJUSTEMENTS	27,915,630	7,250,895	17,060,000
39	-1,085,000				AJUSTEMENTS			
41	1,231,000		-17,619,000		NORMALSN - PROD HYDRO-ÉLECTR	-17,619,000	-17,619,000	
43	132,090	244,166	5,912,000		NORMALISATION - PROD NUCLÉAIRE	5,912,000	5,912,000	
45	676,184		924,630	1,709,162	VENTES D'ÉCONOMIE - ANNÉE PASS	2,145,468	1,585,068	2,930,000
			5,571,969		VENTES D'ÉCONOMIE - ANNÉE COUR	5,571,969	5,571,969	
49	-2,701,000	-2,600,000	-2,681,000	-2,275,000	MAIN D'OEUVRE À PAYER	-3,006,000	-2,600,000	-2,600,000
51	-1,746,726	-2,355,834	-7,491,401	-565,838	TOTAL PARTIEL - AJUSTEMENTS	-6,995,563	-7,149,963	330,000
55	2,937,113	317,405	22,185,319	4,004,126	BÉNÉFICE NET	34,911,193	14,400,858	16,730,000

DATE 11/12/87

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

SOMMAIRE DES REVENUS ET DÉPENSES

AU 31 OCTOBRE 1987

0000188

	MOIS COURANT CHIFFRES RÉELS	MOIS COURANT BUDGET	CHIFFRES RÉELS CUMUL ANNUEL	BUDGET CUMUL ANNUEL	DESCRIPTION	BUDGET OFFICIEL	PRÉVISIONS COURANTES	ÉCART BUDGET/ PRÉVISIONS
					REVENUS			
12	46,675,894	45,650,229	303,618,061	297,451,633	REVENU - AU NOUVEAU-BRUNSWICK	568,601,000	575,661,044	7,060,044
14	24,442,204	23,370,519	182,741,954	168,946,331	REVENU - INTERCONNEXIONS	287,649,000	293,890,000	6,241,000
18	71,118,098	69,020,748	486,360,015	466,397,964	TOTAL - REVENU	856,250,000	869,551,044	13,301,044
					DÉPENSES			
26	17,200,617	17,170,532	110,135,695	108,024,154	DÉPENSES VARIABLES	189,054,168	191,990,871	2,936,703
28	27,573,067	27,780,075	190,843,427	195,841,203	DÉPENSES FIXES	332,617,832	327,669,278	-4,948,554
30	25,154,031	26,108,570	171,086,975	159,094,319	DÉPENSES - ÉNERGIE	317,518,000	342,640,000	25,122,000
34	69,927,715	71,059,177	472,066,097	462,959,676	TOTAL DES DÉPENSES	839,190,000	862,300,149	23,110,149
40	1,190,385	-2,038,429	14,293,917	3,438,288	BÉNÉFICE AVANT AJUSTEMENTS	17,060,000	7,250,895	-9,809,105
42	1,746,726	2,355,834	7,891,401	565,838	PLUS AJUSTEMENTS	-330,000	7,149,963	7,479,963
48	2,937,111	317,405	22,185,318	4,004,126	BÉNÉFICE NET	16,730,000	14,400,858	-2,329,142

NB COAL LIMITED

BILAN

AU 31 OCTOBRE 1987

ACTIF	MOIS COURANT	AU 31 MARS 1987	CHANGEMENT
À COURT TERME			
12 COMPTES DÉBITEURS	2,787,512	3,252,436	-464,924
13 LOCATN - COMPTES CRÉDITEURS	1,305,000	1,160,000	145,000
14 STOCK DE CHARBON	934,250	93,500	840,750
15 STOCK DE PIÈCES	2,264,211	2,584,904	-320,693
16 FRAIS PAYÉS D'AVANCE	259,210	109,419	149,791
17 LOCATN - PAIEMENTS REPORTÉS	276,473	256,528	19,945
19 TOTAL - À COURT TERME	7,826,656	7,456,787	369,869
IMMOBILISATIONS			
23 COUT BRUT	51,322,609	50,911,324	411,285
24 AMORTISSEMENT CUMULÉ	-19,655,643	-18,297,720	-1,357,923
26 IMMOBILISATIONS-NET	31,666,966	32,613,604	-946,638
28 INVESTISSEMENT - GLRL	5,000	5,000	
29 DÉVELOPPEMENT - REPORTÉ	705,091	875,285	-170,194
30 EXPLORATION - REPORTÉ	246,684	293,367	-46,683
31 PAIEMT REPORTÉ - LOC-ACQUIS	448,954	618,538	-169,584
33 TOTAL DE L'ACTIF	40,899,351	41,862,581	-963,230
PASSIF			
37 DETTES BANCAIRES	1,416,347	218,697	1,197,650
38 CONMPTES CRÉDITEURS	3,357,399	3,656,174	-298,775
39 TRCH EXIGB DET À LONG TERME	3,076,081	3,160,266	-84,185
40 REVENUS REPORTÉS	17		17
42 TOT - PASSIF À COURT TERME	7,849,844	7,035,137	814,707
45 LOCATIONS À LONG TERME	28,107,580	28,997,820	-883,240
46 PRETS À LONG TERME	4,050,000	4,792,000	-742,000
47 TRCH EXIGB DET À LONG TERME	-3,076,081	-3,160,266	84,185
49 DETTE À LONG TERME	29,083,499	30,629,554	-1,546,055
51 DÉBENTURES SUBORDONNÉES	4,500,000	4,500,000	
52 ACTIONS ORDINAIRES	12,155	12,155	
53 BÉNÉFICES NON RÉPARTIS	-314,264	-314,264	
54 REVENUS DE L'EXERCICE	-231,883		-231,883
56 TOT - AVOIR DU PROPRIÉTAIRE	3,966,008	4,197,891	-231,883
58 TOTAL DU PASSIF	40,899,351	41,862,582	-963,231

DATE 12/01/87

NB COAL LIMITED

CHIFFRIER DES ÉTATS FINANCIERS

EXERCICE TERMINÉ LE 31 OCTOBRE 1987

00001C8

DESCRIPTION ÉTAT DES RÉSULTATS	MOIS COURANT CHIFFRES RÉELS	MOIS COURANT BUDGET	CHIFFRES RÉELS CUMUL ANNUEL	BUDGET CUMUL ANNUEL	BUDGET OFFICIEL	CUMUL ANNUEL + SOLDE DU BUDGET	ÉCART BUDGET/ CHIFFRES RÉELS
13 REVENU	3,139,[illegible]	2,793,997	19,050,551	17,388,225	30,477,516	32,139,842	1,662,326
DÉPENSES							
18 EXPLOITATION MINIÈRE 8200	1,204,847	1,100,052	7,736,371	7,108,163	12,378,608	13,006,816	628,208
19 EXPLOITATION MINIÈRE 500W	321,575	243,808	2,124,794	1,917,861	3,161,435	3,368,368	306,933
20 EXPLOITATION MINIÈRE 9W	180,360	244,533	1,522,463	1,530,278	2,680,138	2,672,323	-7,815
21 EXPLOITATION MINIÈRE 7200	115,084	132,540	784,554	855,649	1,488,738	1,417,143	-71,596
22 EXPLOITATION MINIÈRE - AUT							
23 ACHATS DE CHARBON	598,107	403,025	3,928,536	2,619,818	4,573,010	5,887,728	1,308,718
24 CHANGEMENTS DE STOCK	56,750		-840,750			-840,750	-840,750
25 VÉHICULES - LIVRE AUXIL	126,520		125,520			126,520	126,520
27 FRAIS - EXPLOIT MINIÈRE	2,614,393	2,169,958	15,381,088	13,931,769	24,287,929	25,738,148	1,450,218
30 MARGE BÉNÉFICIAIRE BRUTE	524,919	533,039	3,668,563	3,456,456	6,189,587	6,401,694	212,108
33 FRAIS GÉNÉRAUX	271,987	271,222	2,072,555	1,785,839	3,058,168	3,344,884	286,666
35 INTÉRÊTS	233,273	265,016	1,827,891	1,809,316	3,131,405	3,150,280	17,575
39 BÉNÉFICE NET	19,659	-3,199	-231,883	-137,749	14	-94,120	-94,133

DATE 12/01/87

NB COAL LIMITED

CHIFFRIER DES ÉTATS FINANCIERS

EXERCICE TERMINÉ LE 31 OCTOBRE 1987

0000107

DESCRIPTION REVENU PAR SOURCES	MOIS COURANT CHIFFRES RÉELS	MOIS COURANT BUDGET	CHIFFRES RÉELS CUMUL ANNUEL	BUDGET CUMUL ANNUEL	BUDGET OFFICIEL	CUMUL ANNUEL + SOLDE DU BUDGET	ÉCART BUDGET/ CHIFFRES RÉELS
11 EXPLOITATION 8200	1,809,772	1,509,178	9,623,028	9,637,950	16,990,425	16,930,503	-57,922
13 EXPLOITATION 500V	241,231	262,923	1,909,307	1,687,796	2,960,004	3,181,515	221,511
15 EXPLOITATION 9W	223,454	278,698	1,811,395	1,789,064	3,137,604	3,159,935	22,331
17 EXPLOITATION 7200	97,243	168,271	880,481	1,080,191	1,894,405	1,694,695	-199,710
19 EXPLOITATION AUTRE							
23 REV - EXPL DU PARC AUTO NBC	2,372,200	2,219,070	14,224,211	14,245,001	24,882,439	24,966,649	-15,790
27 REV D'EXPLOITATION - KNOX	650,193	420,677	3,926,021	2,730,474	4,736,077	5,961,624	1,225,547
29 REV D'EXPLOITATION - LAKE	32,534	59,200	541,977	414,400	710,400	837,977	127,577
31 REV D'EXPLOIT - AUT ACHATS	102,217	14,900	435,355	103,600	177,600	505,455	332,355
35 REV D'EXPLOIT - ACHAT CHARB	785,624	434,677	4,903,951	3,218,474	5,524,077	7,309,556	1,985,477
39 TOTAL - REV D'EXPLOITATION	3,157,932	2,713,747	19,133,164	17,463,475	30,606,516	32,276,205	1,659,689
41 REVENUS DIVERS	-18,629	-10,750	-82,513	-75,250	-129,000	-136,363	-7,363
45 TOTAL DES REVENUS	3,139,303	2,702,997	19,050,651	17,388,225	30,477,516	32,139,842	1,662,326

DATE 12/01/87

NB COAL LIMITED

0000102

CHIFFRIER DES ÉTATS FINANCIERS

EXERCICE TERMINÉ LE 31 OCTOBRE 1987

EXPLOITATION - 8200	MOIS COURANT CHIFFRES RÉELS	MOIS COURANT BUDGET	CHIFFRES RÉELS CUMUL ANNUEL	BUDGET CUMUL ANNUEL	BUDGET OFFICIEL	CUMUL ANNUEL + SOLDE DU BUDGET	ÉCART BUDGET/ CHIFFRES RÉELS
11 SURV DE L'EXPLOITATION	12,651	17,163	69,922	102,803	177,067	144,181	-32,386
13 BENNE TRAÎNANTE	[illegible]	551,569	4,120,188	3,662,026	6,376,324	6,834,995	458,132
15 NETTOYAGE ET CHARGEMENT	158,993	121,895	773,625	785,064	1,365,433	1,353,994	-11,439
17 POMPAGE	29,394	40,546	220,561	266,272	457,302	417,591	-39,711
19 FORAGE ET DYNAMITAGE	396,487	278,309	2,211,291	1,778,980	3,112,181	3,544,492	432,311
21 EXPLORATION	6,026	13,569	14,433	94,843	162,588	82,178	-80,419
23 ENVIRONNEMENT	3,371		3,371			3,371	3,371
25 RÉGÉNERATION DU SOL		25,493		163,646	286,738	123,352	-163,646
27 TRAITEMENT	45,307	41,528	316,980	254,524	440,215	502,671	62,456
31 TOT - EXPLOITATION MINIÈRE	1,204,897	1,100,052	7,736,371	7,108,163	12,378,608	13,006,816	628,208

DATE 12/01/87

NB COAL LIMITED

CHIFFRIER DES ÉTATS FINANCIERS

EXERCICE TERMINÉ LE 31 OCTOBRE 1987

00001 03

DESCRIPTION	MOIS COURANT CHIFFRES RÉELS	MOIS COURANT BUDGET	CHIFFRES RÉELS CUMUL ANNUEL	BUDGET CUMUL ANNUEL	BUDGET OFFICIEL	CUMUL ANNUEL + SOLDE DU BUDGET	ÉCART BUDGET/ CHIFFRES RÉELS
EXPLOITATION - 500V							
11 SURV DE L'EXPLOITATION	5,359	6,635	35,027	40,595	69,370	64,372	-5,568
13 BENNE TRAÎNANTE	115,883	120,586	808,986	760,915	1,324,998	1,473,069	44,071
15 NETTOYAGE ET CHARGEMENT	45,741	47,918	346,269	301,703	529,724	574,293	44,569
17 POMPAGE	23,584	16,310	140,113	101,006	173,780	212,887	39,107
19 FORAGE ET DYNAMITAGE	65,563	66,426	414,880	294,649	515,160	635,351	120,191
21 EXPLORATION	8,715	4,235	49,965	29,645	50,920	71,140	20,220
23 ENVIRONNEMENT	56,603	37,257	329,554	260,799	447,084	515,839	68,755
25 RÉGÉNERATION DU SOL		4,441		28,509	49,979	21,470	-27,509
TRAITEMENT							
31 TOT - EXPLOITATION MINIÈRE	331,679	283,808	2,124,794	1,817,961	3,161,435	3,468,358	306,933

DATE 12/01/87

NB COAL LIMITED

CHIFFRIER DES ÉTATS FINANCIERS

EXERCICE TERMINÉ LE 31 OCTOBRE 1987

[illegible] EXPLOITATION - 9U	MOIS COURANT CHIFFRES RÉELS	MOIS COURANT BUDGET	CHIFFRES RÉELS CUMUL ANNUEL	BUDGET CUMUL ANNUEL	BUDGET OFFICIEL	CUMUL ANNUEL + SOLDE DU BUDGET	ÉCART BUDGET/ CHIFFRES RÉELS
11 SURV DE L'EXPLOITATION	[illegible]	4,611	22,576	28,496	49,031	43,111	-5,720
13 BENNE TRAÎNANTE	111,450	109,429	704,534	674,410	1,165,537	1,219,711	54,174
15 NETTOYAGE ET CHARGEMENT	25,076	45,020	207,674	280,961	493,084	421,787	-71,297
17 POMPAGE	3,379	17,669	31,453	110,517	190,085	111,021	-79,064
19 FORAGE ET DYNAMITAGE	34,854	60,837	532,588	390,342	683,119	825,365	142,246
21 EXPLORATION	1,570	2,190	17,563	15,330	26,290	28,534	2,254
23 ENVIRONNEMENT							
25 RÉGÉNERATION DU SOL		4,709		33,222	53,002	22,780	-10,222
TRAITEMENT							
31 TOT - EXPLOITATION MINIÈRE	190,329	244,533	1,522,663	1,530,278	2,680,138	2,672,373	-7,815

DATE 12/01/87

NB COAL LIMITED

CHIFFRIER DES ÉTATS FINANCIERS

EXERCICE TERMINÉ LE 31 OCTOBRE 1987

0000105

EXPLOITATION - 7200	MOIS COURANT CHIFFRES RÉELS	MOIS COURANT BUDGET	CHIFFRES RÉELS CUMUL ANNUEL	BUDGET CUMUL ANNUEL	BUDGET OFFICIEL	CUMUL ANNUEL + SOLDE DU BUDGET	ÉCART BUDGET/ CHIFFRES RÉELS
11 SURV DE L'EXPLOITATION	2,536	2,451	15,051	14,637	25,212	25,626	414
13 BENNE TRAÎNANTE	68,140	75,121	447,951	457,937	797,199	787,223	-9,977
15 NETTOYAGE ET CHARGEMENT	16,579	21,781	104,771	137,790	239,825	206,806	-33,019
17 POMPAGE	1,204	8,933	8,896	53,757	92,574	47,701	-44,873
19 FORAGE ET DYNAMITAGE	25,946	26,233	185,170	165,028	287,780	307,922	20,142
21 EXPLORATION	1,522	1,179	22,217	8,253	14,148	28,117	13,964
23 ENVIRONNEMENT							
25 RÉGÉNERATION DU SOL TRAITEMENT		2,862		18,247	32,000	13,753	-14,247
31 TOT - EXPLOITATION MINIÈRE	116,084	138,560	784,054	955,649	1,488,738	1,417,143	-71,596

DATE 12/01/87

NB COAL LIMITED

CHIFFRIER DES ÉTATS FINANCIERS

EXERCICE TERMINÉ LE 31 OCTOBRE 1987

00001 01

DESCRIPTION FRAIS GÉNÉRAUX	MOIS COURANT CHIFFRES RÉELS	MOIS COURANT BUDGET	CHIFFRES RÉELS CUMUL ANNUEL	BUDGET CUMUL ANNUEL	BUDGET OFFICIEL	CUMUL ANNUEL + SOLDE DU BUDGET	ÉCART BUDGET/ CHIFFRES RÉELS
11 PRÉSIDENT	20,849	15,539	85,530	98,673	167,638	156,525	-13,183
15 CONTRÔLEUR CHIFFRES BRUTS	320,530	288,700	1,164,866	1,274,104	3,415,613	2,606,375	-809,238
16 MOINS INTÉRÊT	-233,272	-265,016	-1,827,891	-1,808,316	-3,131,405	-3,150,980	-19,575
17 MOINS CHANGEMENT - STOCKS	-56,750		840,750			840,750	840,750
19 CONTRÔLEUR CHIFFRES NETS	30,508	23,684	177,725	165,788	284,208	296,145	11,937
22 ADMINISTRATION DU BUREAU	26,420	25,729	178,762	159,824	276,235	294,373	18,938
23 ACHATS	10,436	6,906	43,596	40,171	69,253	72,778	3,525
24 AVANTAGES CORPORATIFS	23,534	-21,095	297,312	75,098	90,235	312,449	222,214
25 MAGASINS	11,311	11,043	38,490	70,513	121,204	139,181	17,977
26 COORDINATEUR - SERVICES	14,141	10,281	82,353	64,994	111,983	129,342	17,359
27 VÉHICULES INUTILISÉS	3,972		101,307			101,307	101,307
29 TOTAL - CONTRÔLEUR	120,274	57,248	969,645	576,393	952,918	1,346,175	393,257
32 DIRECTEUR DE LA MINE	12,173	12,607	76,761	75,711	130,388	131,438	1,050
33 ADMIN DE L'ENTRETIEN	57,216	74,281	339,039	474,683	827,922	692,178	-135,744
34 ATELIER DE RÉPARATIONS	34,944	61,022	294,559	239,197	425,504	488,865	55,362
35 LIVRAISON DU CARBURANT	8,903	7,678	48,504	49,324	84,766	94,046	-720
36 ENTRETIEN DES ROUTES	9,714	10,460	86,914	69,435	119,211	136,690	17,479
37 PLANIFICATION TECHNIQUE	7,069	10,312	65,182	60,869	104,553	108,655	4,313
38 ARPENTAGE	5,335	8,685	41,391	54,028	92,741	80,324	-12,637
40 TOT - DIRECTEUR DE LA MINE	123,004	185,047	952,450	1,023,247	1,785,185	1,714,388	-70,797
43 DIRECTEUR, RESS HUMAINES	7,829	13,328	64,930	87,561	150,377	127,746	-22,631
47 TOTAL - FRAIS GÉNÉRAUX	271,987	271,222	2,072,555	1,785,889	3,058,168	3,344,834	286,666
51 INTÉRÊTS	233,272	265,016	1,827,891	1,808,316	3,131,405	3,150,980	19,575
54 CHANGEMENT - STOCK DE CHARBON	56,750		-840,750			-840,750	-840,750

DATE 12/01/87

NB COAL LIMITED

CHIFFRIER DES ÉTATS FINANCIERS

EXERCICE TERMINÉ LE 31 OCTOBRE 1987

2000100

ACHATS DE CHARBON	MOIS COURANT CHIFFRES RÉELS	MOIS COURANT BUDGET	CHIFFRES RÉELS CUMUL ANNUEL	BUDGET CUMUL ANNUEL	BUDGET OFFICIEL	CUMUL ANNUEL + SOLDE DU BUDGET	ÉCART BUDGET/ CHIFFRES RÉELS
KNOX CONTRACTING							
12 EXPLOITATION	501,759	346,775	3,236,927	2,226,068	3,904,910	4,912,859	1,008,829
13 RÉGÉNÉRATION DU SOL							
15 ACHATS TOTAUX - KNOX	501,759	346,775	3,236,927	2,226,068	3,904,910	4,912,859	1,008,829
LAKE INDUSTRIES							
20 EXPLOITATION	31,629	65,000	422,814	315,000	560,000	647,818	137,818
AUTRES ACHATS DE CHARBON							
25 EXPLOITATION	64,850	11,250	266,426	78,750	135,000	322,675	197,675
26 NETTOYAGE ET CHARGEMENT			4,365			4,365	4,365
27 RÉGÉNÉRATION DU SOL							
29 TOTAL DES AUTRES ACHATS	64,850	11,250	270,791	78,750	135,000	327,041	192,041
33 TOTAL DES ACHATS DE CHARBON	598,107	403,025	3,928,530	2,619,818	4,599,910	5,887,728	1,308,714

ANNEXE II

PRÉVISIONS FINANCIÈRES

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

SOMMAIRE DES REVENUS ET DES DÉPENSES

AU 31 OCTOBRE 1987

MOIS COURANT		CHIFFRES CUMULÉS		DESCRIPTION (millions)	ANNÉE COMPLÈTE		
CHIFFRES RÉELS	BUDGET	CHIFFRES RÉELS	BUDGET		BUDGET	PRÉVISIONS	ÉCART
46,7 $	45,6 $	303,6 $	297,5 $	Revenus intraprovinciaux	568,6 $	575,7 $	7,1 $
24,4	23,4	182,8	168,9	Interconnexions	287,6	293,8	6,2
71,1 $	69,0 $	486,4 $	466,4 $	**Total des revenus**	856,2 $	869,5 $	13,3 $
17,2 $	17,2 $	110,1 $	108,0 $	Frais variables	189,1 $	192,0 $	2,9 $
27,6	27,8	190,9	195,8	Frais fixes	332,6	327,7	- 4,9
25,1	26,1	171,1	159,1	Frais d'énergie	317,5	342,6	25,1
69,9 $	71,1 $	472,1 $	462,9 $	**Total des dépenses**	839,2 $	862,3 $	23,1
1,2	-2,0	14,3	3,4	Bénéfice avant ajustements	17,0	7,3	- 9,7
1,7	2,3	7,9	0,6	Plus ajustements	-0,3	7,1	7,4
2,9 $	0,3 $	22,2 $	4,0 $	**Bénéfice net**	16,7 $	14,4 $	- 2,3 $